

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование основных видов загрязнителей и их влияние на технологические свойства бурового раствора

УДК 622.24.06-021.467

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Гузев Дмитрий Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Н.Ю	к.п.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров

По направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК- 6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК- 18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23.
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК- 3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6 ПК- 7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК- 14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК- 17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22.
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20.
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК- 16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы.	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Минаев К.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Гузееву Дмитрию Анатольевичу

Тема работы:

Исследование основных видов загрязнителей и их влияние на технологические свойства бурового раствора

Утверждена приказом директора (дата, номер) 17.03.2021, № 76–64/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования - загрязнители бурового раствора.

Предмет исследования - технология строительства скважины.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Описать свойства бурового раствора и его основные функции, состав и свойства бурового раствора; основные операции по подготовке и обращению бурового раствора в скважине с сохранением устойчивости стенок скважины; • Провести классификацию буровых растворов, описание видов; • Выявить загрязнения бурового раствора; • Рассчитать буровой промывочный раствор на примере Урманского месторождения; • Провести сравнение трех буровых растворов по показателю ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>18 рисунков, 36 таблиц, 3 приложения</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Доцент ОНД, к.э.н., Романюк В.Б.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Профессор, д.т.н., Сечин А.И.</p>
<p>«Иностранный язык»</p>	<p>Гутарева Н.Ю.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>«Обзор литературы»</p>	
<p>«Classification of drilling fluids»</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Гузеев Дмитрий Анатольевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Гузеев Дмитрий Анатольевич

Инженерная Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Оклад руководителя – 39050 руб. Оклад инженера – 13560 руб. Материальные затраты – 1233,75 руб.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Накладные расходы 14%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Планирование работ; Разработка диаграммы Ганта; Формирование бюджета затрат на научно- исследовательскую работу.</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Описание потенциального эффекта</i>

Перечень графического материала

1. Таблицы;
2. Матрица SWOT;
3. Диаграмма Ганта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Гузеев Дмитрий Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Группа	ФИО
2БМ92	Гузеев Дмитрий Анатольевич

Инженерная Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Исследование основных видов загрязнителей и их влияние на технологические свойства бурового раствора

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Загрязненный буровой раствор, применяемый для очистки и выноса вырубленной породы из ствола и забоя скважины

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

– Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ;

– ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011) Растворы буровые на углеводородной основе;

– ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе

2. Производственная безопасность:

- 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Вредные факторы:

- Недостаточная освещенность рабочей зоны
- Превышение уровней шума
- Превышение уровней вибрации
- Превышение уровней ионизирующих излучений
- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны
- Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

Опасные факторы:

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)
- Электрический ток
- Электрическая дуга и металлические искры при сварке

3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: загазованность воздушной среды, выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования</p> <p>Гидросфера: загрязнение заболоченной территории.</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя и других земель.</p> <p>Засорение почвы производственными отходами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Гузеев Дмитрий Анатольевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)
 Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2021	<i>Введение</i>	5
25.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	10
03.03.2021	<i>Изучение классификаций буровых растворов</i>	13
06.03.2021	<i>Аналитический обзор по теме</i>	10
10.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	6
20.03.2021	<i>Расчет бурового раствора</i>	15
05.04.2021	<i>Расчет прочностных характеристик</i>	5
20.04.2021	<i>Написание части на иностранном языке</i>	7
01.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	8
10.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	8
25.05.2021	<i>Заключение</i>	5
02.06.2021	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, 18 рисунков, 37 таблиц, 73 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: буровой раствор, скважина, загрязнение, шлам, промывочная жидкость, промывочный раствор.

Объектом исследования является: загрязнители бурового раствора

Цель работы - Исследование основных видов загрязнителей и их влияние на технологические свойства бурового раствора.

В процессе исследования: описаны свойства бурового раствора и его основные функции, состав и свойства бурового раствора; основные операции по подготовке и обращению бурового раствора в скважине с сохранением устойчивости стенок скважины; приведена классификацию буровых растворов, описание видов; выявлены загрязнения бурового раствора; рассчитан буровой промывочный раствор на примере Урманского месторождения; проведено сравнение трех буровых растворов по показателю ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В результате исследования: определены достоинства и недостатки бурового раствора; получена оценка эффективности применения бурового раствора; проведен расчет бурового раствора; рассчитан экономический эффект.

Область применения: Технология строительства скважин.

Экономическая эффективность/значимость работы. Своевременное исследование влияния загрязнителей на свойства бурового раствора позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты.

Обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Условные обозначения	Наименование
D	Условный диаметр	ΔT	Температурный перепад
t_n	Толщина стенки	γ_d	Коэффициент условий работы
E_0	Модуль упругости	R_u	Расчетное сопротивление растяжению по прочности
μ	Коэффициент Пуассона	R_y	Расчетное сопротивление растяжению по текучести
σ_u	Предел прочности	σ_h	Кольцевое напряжение от внутреннего давления
σ_y	Предел текучести	σ_l	Продольные напряжения
R	Радиус упругого изгиба	σ_{eq}	Эквивалентное напряжение

Сокращения:

АГ – агент;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

БР – буровой раствор;

ОПО – опасный производственный объект;

ОСК – образец-свидетель коррозии;

ПАТ – полимерно-армированные трубы;

ПТ – промысловый трубопровод;

ПР – промывочный раствор;

ПЖ – промывочная жидкость;

ТЗ – техническое задание;

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 33696-2015 (ISO 10416:2008) Растворы буровые. Лабораторные испытания

ГОСТ 33-2000** (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

ГОСТ 1770-74 (ИСО 1042-83, ИСО 4788-80) Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия

ГОСТ ISO 2719-2013** Нефтепродукты. Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле Пенски-Мартенса

ГОСТ ISO 3405-2013** Нефтепродукты. Определения фракционного состава при атмосферном давлении

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы».

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ Р 14.13-2007. Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля.

СП 51.13330.2011 Защита от шума.

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	14
ВВЕДЕНИЕ	15
1. Обзор литературы.....	16
1.1 Общее описание бурового раствора и его основные функции	16
1.2 Состав и свойства бурового раствора	19
1.3 Основные операции по подготовке и обращению бурового раствора в скважине с сохранением устойчивости стенок скважины.....	24
1.4 Классификация буровых растворов, описание видов	26
1.5 Загрязнения бурового раствора	28
2 Характеристика объекта исследования.....	30
2.1 Основные сведения о Урманском месторождении	30
2.2 Характеристика добываемой продукции	31
3 Расчетная часть.....	34
3.1 Расчет бурового промывочного раствора на примере Урманского месторождения	34
3.2 Расчет прочностных характеристик	49
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	55
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	55
4.2 Анализ конкурентных технических решений	55
4.3 SWOT – анализ	56
4.4 Планирование научно-исследовательских работ.....	57
5.5 Определение ресурсоэффективности проекта	67
5 Социальная ответственность	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	86
Приложение А	93
Приложение Б	94
Приложение В.....	96

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Буровой раствор – один из главных элементов технологии бурения скважины. Своевременное исследование и обнаружение загрязнителей бурового раствора позволит предопределить рациональную стоимость, технико-экономические показатели и качество сооружения скважины, поскольку его свойства и режимы течения – основные управляющие и регулирующие факторы процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Поэтому тема магистерской диссертации «Исследование влияния загрязнителей на свойства бурового раствора» является актуальной.

Объект исследования - загрязнители бурового раствора. **Предмет исследования** - технология строительства скважины.

Цель работы - Исследование основных видов загрязнителей и их влияние на технологические свойства бурового раствора.

Для реализации данной цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

- Описать свойства бурового раствора и его основные функции, состав и свойства бурового раствора; основные операции по подготовке и обращению бурового раствора в скважине с сохранением устойчивости стенок скважины;
- Провести классификацию буровых растворов, описание видов;
- Выявить загрязнения бурового раствора;
- Рассчитать буровой промывочный раствор на примере Урманского месторождения;
- Провести сравнение трех буровых растворов по показателю ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Научная и практическая новизна. С целью повышения качества используемого бурового раствора необходимо понимание влияния загрязнителей на его свойства.

Практическая значимость результатов ВКР. Полученные результаты могут быть использованы в качестве учебных материалов по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

1. Обзор литературы

1.1 Общее описание бурового раствора и его основные функции

Буровой раствор (БР) – дисперсная система, используемая в процессе бурения скважины в целях ее промывки.

Агенты, выполняющие промывочную функцию, можно различать по составу, согласно схеме на рисунке 1.



Рисунок 1 – Состав промывочных агентов

Условный процесс функционирования бурового раствора можно проиллюстрировать схемой, показанной на рисунке 2.

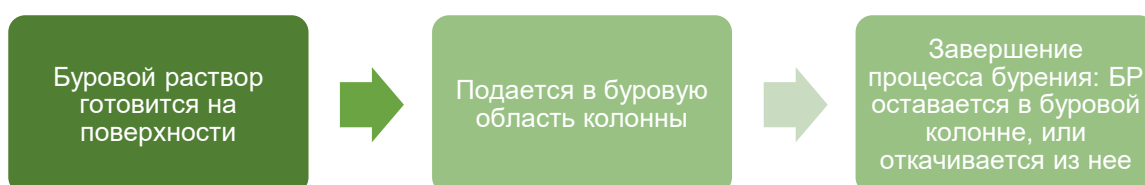


Рисунок 2 – Условный процесс функционирования бурового раствора

Таблица 2 – Описание устойчивости эмульсии

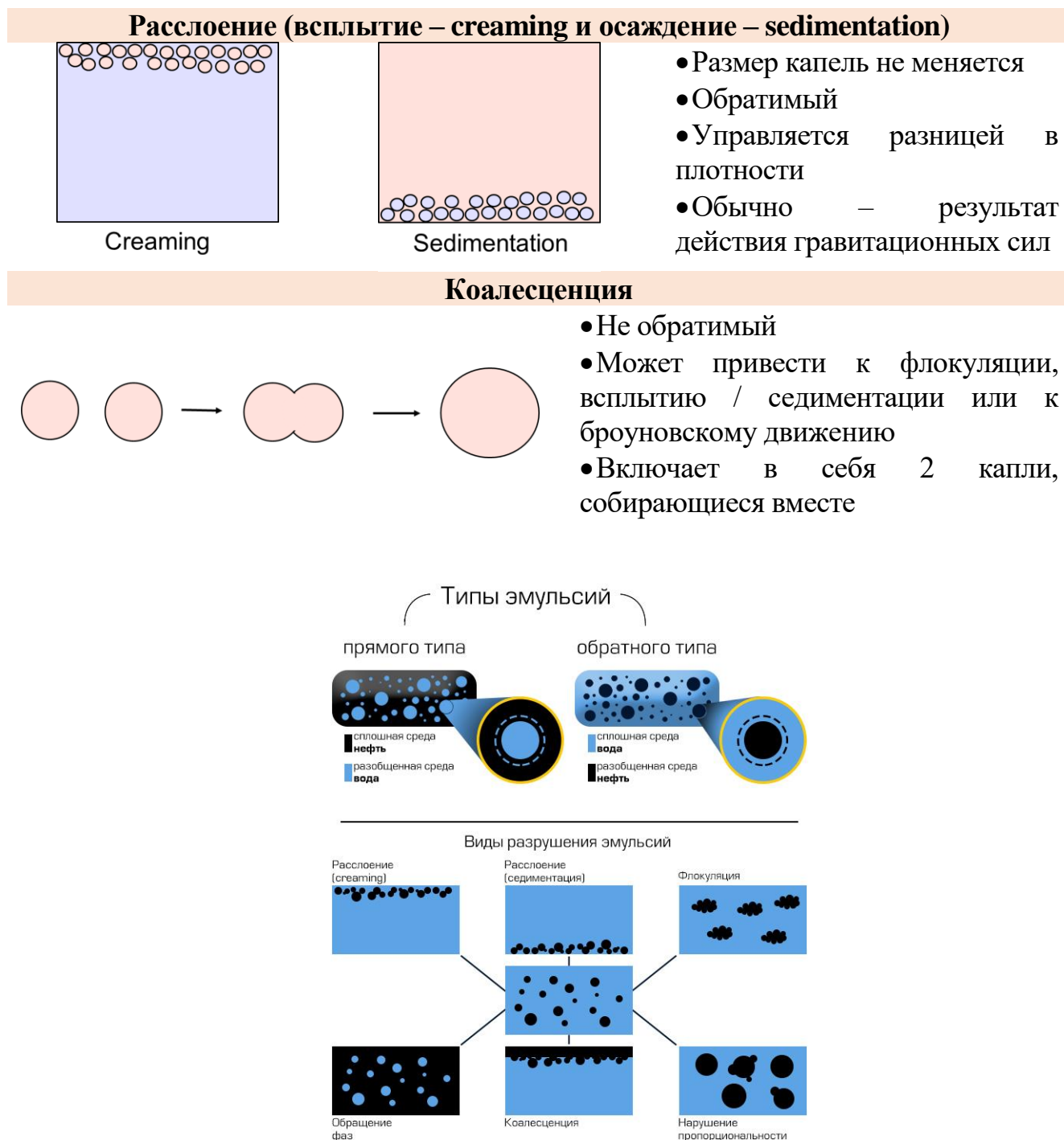


Рисунок 3 – Типы эмульсий

Качество БР определяется его реологическими свойствами, важными из которых являются – вязкость (условная и пластическая), показатель фильтрации.

К основной функции БР относят удаление вырубленной породы и шлама из скважины, с последующим очищением ее с целью недопущения износа оборудования, при этом эффективность выноса шлама определяется

несколькими факторами, определяемыми рисунком 4.



Рисунок 4 – Эффективность выноса шлама буровым раствором

Возможность удаления частиц определяется положительной разницей скоростей между восходящим потоком и осаждением частиц породы, где вторая скорость определяется размером и формой частиц, разницей между удельным весом БР и удельным весом частиц. По этой причине, для увеличения мощности бурового насоса (БН) и улучшения качества очистки увеличивают вязкость БР.

На долоте применение гидромониторных насадок обусловлено необходимостью предупреждения усталостного режима разрушения забоя скважины. В этом смысле показатель повышенной фильтрации раствора увеличивает механическую скорость потока БР.

Помимо основной функции, БР, как промывочная жидкость, смягчает силы трения (между оборудованием и скважиной) за счет смазки стенок скважины, долот и бурильных труб. БР обеспечивает также охлаждение оборудования и стенок скважины за счет своей высокой теплоемкости.

Во избежание прихватов бурильного инструмента, БР выполняет функцию поддержания частиц вырубленной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии, даже после процесса циркуляции.

В целом, функции БР можно представить рисунком 5.



Рисунок 5 – Основные функции БР

1.2 Состав и свойства бурового раствора

Состав БР определяется используемым промывочным раствором (ПР). Классификация растворов показана на рисунке 5.

Оптимальный тип промывочной жидкости (ПЖ) подбирается для каждого конкретного случая условий бурения. Поэтому первоначальное определение свойств БР подбирается на основе набора основных функций его предназначения.

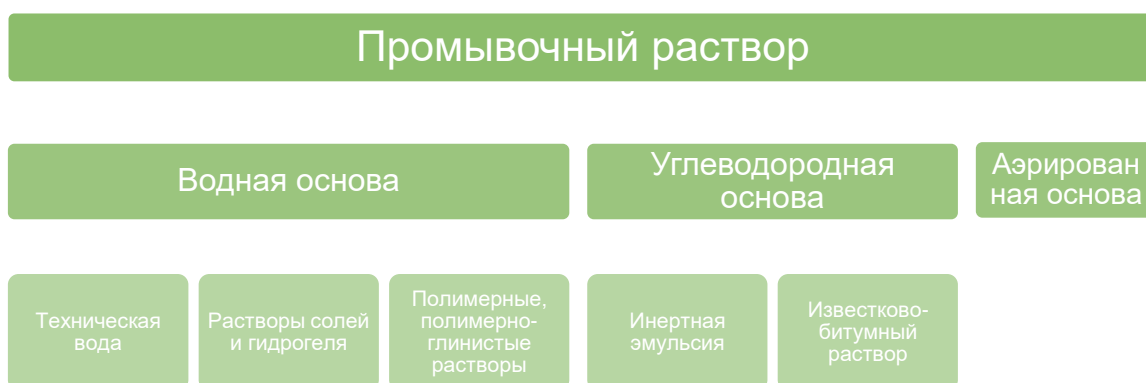


Рисунок 6 – Классификация промывочных растворов

Необходимые свойства БР подбираются составом компонент. Дисперсный БР – самый труднополучаемый. В этом случае важна степень дисперсности твердой фазы и ее взаимодействие с другими компонентами БР.

Получение необходимых реологических свойств ПЖ можно добиться изменением степени дисперсности.

Первоначальные свойства ПР следует поддерживать на протяжении всего пути процесса бурения из-за подверженного внешнего воздействия.

В процессе бурения следует поддерживать первоначальные свойства агента, в связи с тем, что он подвергается внешнему воздействию.



Рисунок 7 – Внешнее воздействие на изменение свойств агента

Свойства БР могут регулироваться (методами, указанными на рисунке 7) в процессе приготовления раствора и в процессе бурения в целях поддержания требуемых свойств под изменяющиеся внешние условия.



Рисунок 8 – Корректировка свойств БР

Приведем факторы, определяющие устойчивость эмульсии.

Факторы, определяющие устойчивость эмульсий

Средний диаметр частиц воды

Чем меньше диаметр, тем медленнее она будет оседать в массе нефти, тем устойчивее эмульсия, для снижения устойчивости эмульсий необходимо создать условия для эффективной коалесценции.

Время жизни эмульсии

Чем больше проходит времени с момента образования эмульсии, тем толще сольватная оболочка вокруг капель воды, что препятствует коалесценции капель.

Гидродинамическое воздействие

Чем больше нефть подвергается таким воздействиям, тем устойчивее эмульсия. Например, число насосов, задвижек, длина и профиль трубопровода и т.д.

Физико-химические свойства

Свойства нефти и состав эмульгированной воды. Плотность, вязкость и состав эмульгаторов

Температура эмульсии

С повышением температуры изменяется состав и толщина сольватного слоя вокруг капель воды и за счет этого устойчивость эмульсий снижается.

Рисунок 9 – Факторы, определяющие устойчивость эмульсии

Характер течения жидкости (Ж) зависит от ее реологических свойств, графическое представление которых отображается на кривой течения Ж. Рассмотрим зависимость напряжения от скорости сдвига для различных Ж: 1 – ньютоновская; 2 – пластичная; 3 – псевдопластичная; 4 – дилатантная (рисунок 10).

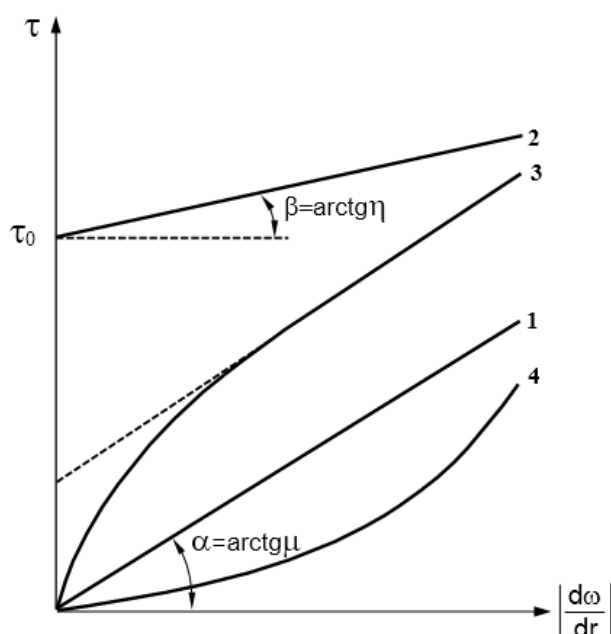


Рисунок 10 – Кривая течения различных жидкостей:

1 – ньютоновская, 2 – пластичная, 3 – псевдопластичная; 4 – дилатантная

Из рисунка 10 для ньютоновских Ж (1) отношение напряжения к скорости сдвига остается постоянным. Рассмотрим прямоугольный треугольник для линии (1):

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\tau}{\left| \frac{d\omega}{dr} \right|}, \quad (1)$$

где τ – касательное напряжение;
 $\left| \frac{d\omega}{dr} \right|$ – модуль скорости сдвига.

Отсюда получим:

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{\tau}{\left| \frac{d\omega}{dr} \right|}. \quad (2)$$

Обозначим за угол α :

$$\alpha = \operatorname{arctg} \mu, \quad (3)$$

где μ – динамическая вязкость Ж, Па · с.

В итоге, через коэффициент пропорциональности μ , характеризующий угла наклона кривой ньютоновской Ж (1) на рисунке 10, получим уравнение Ньютона [64]:

$$\tau = \mu \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|. \quad (4)$$

Характер распределения τ по сечению трубопровода (рисунок 10): $\tau = 0$ на оси и $\tau = \tau_{\max}$ на стенке трубы.

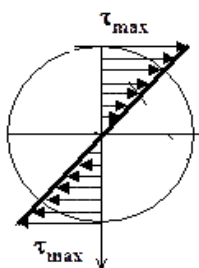


Рисунок 11 – Касательные напряжения по сечению трубопровода застывания ($t_{\text{заст}}$).

Теперь рассмотрим кривые (2), (3) и (4), которые относятся к классу неньютоновских.

Таблица 3 – Неньютоновских жидкости

Название	Описание	Кривая течения	
Пластичные (бингамовские) жидкости	Ж имеет начальный предел текучести (τ_0), ниже этого значения касательного напряжения Ж не течет.	Уравнение Шведова-Бингама: $\tau = \tau_0 + \eta \cdot \left \frac{d\omega}{dr} \right \quad (5)$	Уравнение Балкли-Гершеля: $\tau = \tau_0 + K \cdot \left \frac{d\omega}{dr} \right ^n$
Псевдопластичные жидкости ($n < 1$)	Вязкость таких жидкостей уменьшается с возрастанием касательного напряжения сдвига.	$\tau = K \cdot \left \frac{d\omega}{dr} \right ^n, \quad (6)$ <i>где K – коэффициент консистентности, характеризует μ для Ж; n – коэффициент течения, мера отклонения Ж от свойств ньютоновской Ж.</i>	НеНью= условная Нью с эффективной вязкостью μ_3 : $\mu_3 = \frac{\tau_0}{\left \frac{d\omega}{dr} \right } + K \cdot \left \frac{d\omega}{dr} \right ^{n-1} \quad (7)$
Дилатантные жидкости ($n > 1$)	Вязкость таких жидкостей возрастает с возрастанием скорости деформации сдвига.		

Таким образом, на основании таблицы 1, вязкость эффективная μ_3 – это наклон линии tga из начала координат до точки градиента скорости деформации сдвига. Отсюда многие расчеты ТП проводят по формулам, справедливых для ньютоновских Ж.

Значит, из вышесказанных утверждений, к реологическим свойствам Ж будем относить: вязкость (μ, η), плотность (ρ), температуру застывания ($t_{заст}$), напряжение сдвига (τ), скорость сдвига ($\omega, \frac{d\omega}{dr}, v, G$).

Для регулирования некоторых реологических свойств неньютоновской нефти будем использовать основы фрактальной теории [65]. Она подразумевает, что для снижения η необходимо воздействие Х и Ф полей путем разрушения ФА коллоидных частиц на мелкие частицы, либо формированием плотных ФА, посредством варьирования во времени воздействия τ и G . Для этого возможно использование Х реагентов различного типа; переменного ЭМ поля, механического воздействия согласно В.И. Лесину [65]. Альтернативным способом является снижение η гидродинамическим методом (колебания давления, кавитационные явления). Согласно автору, превращение неньютоновского раствора в ньютоновский возможно при формировании в нефти коллоидной системы, состоящей либо из одиночных коллоидных частиц, либо из плотных сферических ФА, непроницаемых для вмещающей Ж.

Приведем описание важных реологических свойств БР на рисунке 12.



Рисунок 12 – Реологические свойства БР и их описание

1.3 Основные операции по подготовке и обращению бурового раствора в скважине с сохранением устойчивости стенок скважины

На схеме (рисунок 13) покажем основные операции по подготовке и обращению БР в скважине с обеспечением сохранения устойчивости стенок скважины.

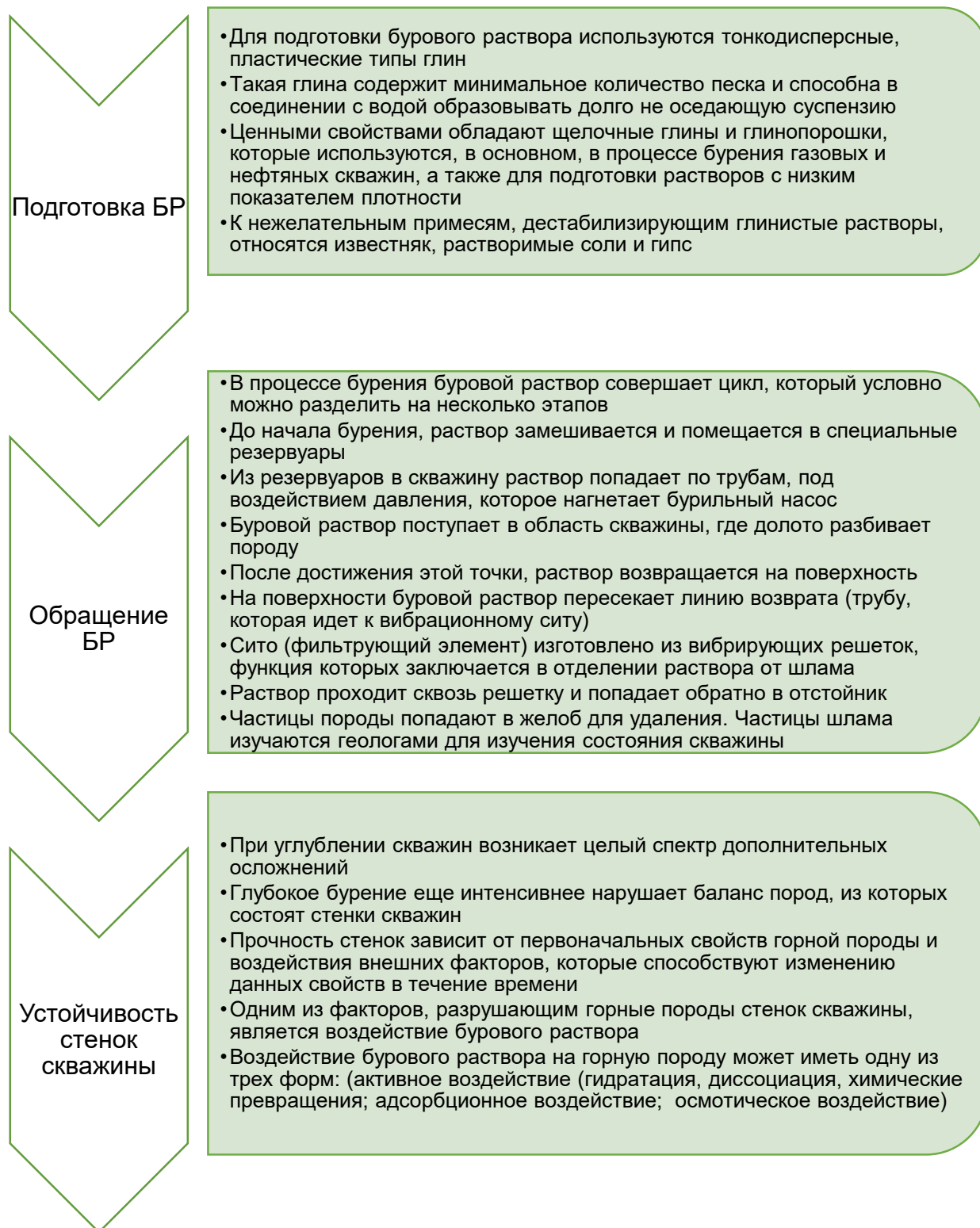


Рисунок 13 – Основные операции по подготовке и обращению БР с обеспечением сохранения устойчивости стенок скважины

Отрицательное влияние БР на прочность породы в процессе бурения скважины состоит в изменении структуры породы в результате действия фильтрата: выщелачивание, гидромеханическое разрушение и химическое

растворение. Поэтому изучение вопроса прочности стенок является актуальным. Эти нежелательные изменения породы можно свести к минимуму с помощью разработки индивидуального состава ПР.

1.4 Классификация буровых растворов, описание видов

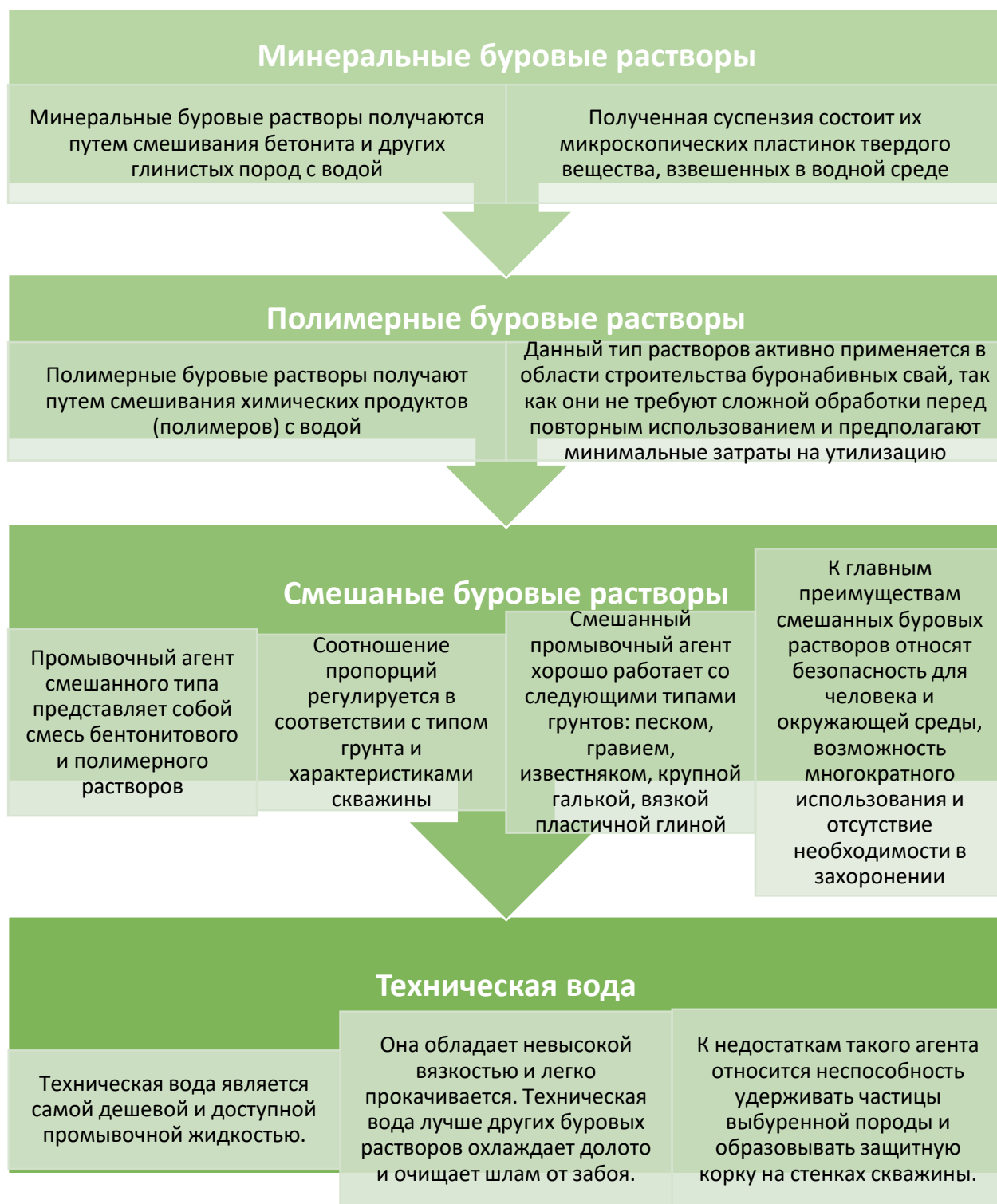


Рисунок 14 – Классификация БР



1.5 Загрязнения бурового раствора

На рисунке 15 приведем основные осложняющие процессы при бурении.

Осложнения вызваны нарушением нормального процесса бурения, при котором необходимо принятие безотлагательных мер по его устранению и восстановлению процесса бурения.

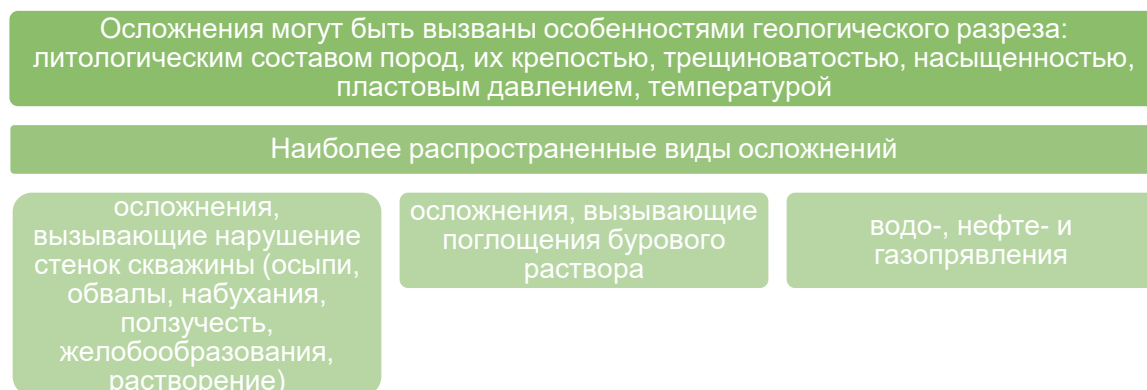


Рисунок 15 – Осложнения при бурении

В процессе бурения БР может загрязняться различными веществами.



Рисунок 16 – Загрязнения БР

С целью удаления загрязнений из состава БР рекомендуется осуществление многоступенчатой очистки БР с помощью средств очистки: вибросита, пескоотделители, илоотделитель и центрифуга.

2 Характеристика объекта исследования

2.1 Основные сведения о Урманском месторождении

Урманское нефтяное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области в 470 км западнее от города Томска. В непосредственной близости находится Урманское месторождение и имеется зимнее транспортное сообщение с Западно-Крапивинским месторождением Омской области.

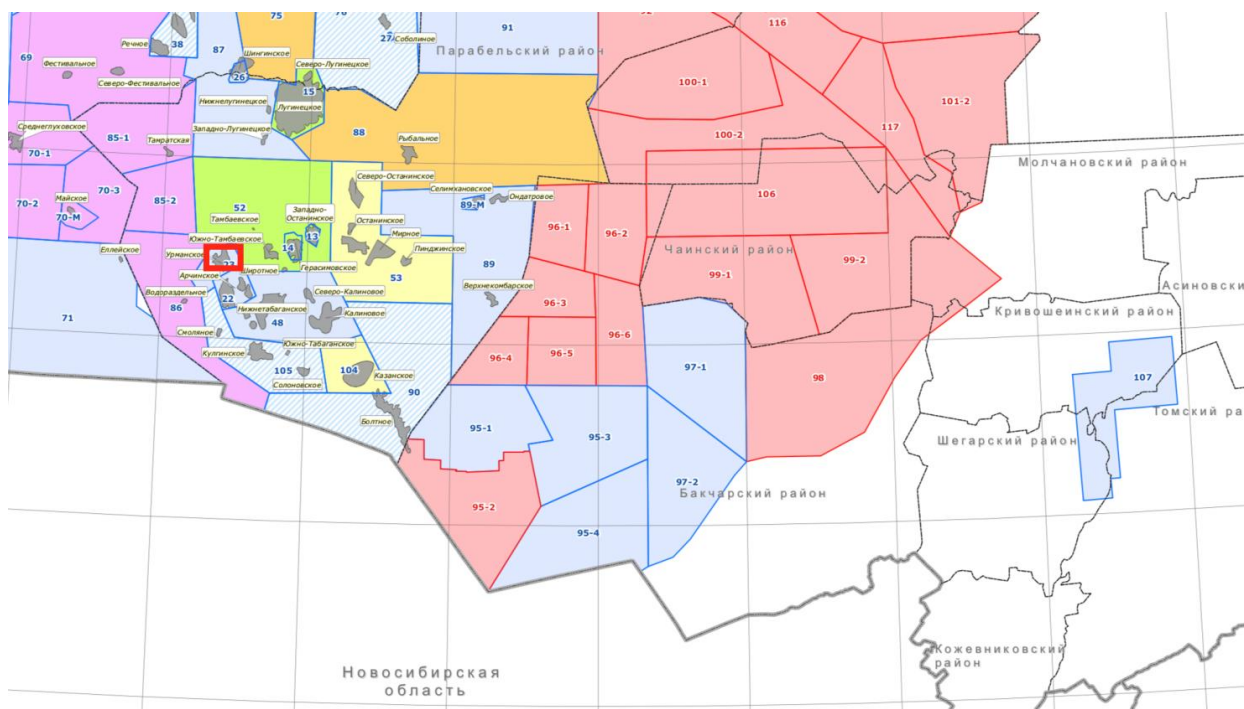


Рисунок 17 – Географическое местоположение Урманского месторождения

На данный момент суммарная протяженность парка составляет 21 км нефтепромысловых трубопроводов и 7,8 км водоводов высокого давления. Также на данном месторождении имеются: установка подготовки нефти (УПН); блочная кустовая насосная станция (БКНС); напорный нефтепровод от УПН до точки врезки в магистральный нефтепровод «Игольское-Таловое-Парабель»; напорный нефтепровод, поставляющий товарную нефть от дожимной насосной станции (ДНС) Арчинского месторождения до УПН Урманского месторождения.

Общая схема Урманского месторождения представлена в Приложении А. Согласно ней, газонасыщенная и обводненная нефть со скважин кустовых

площадок №1,2,4,5,6, Р-25 под давлением, развиваемым глубинными насосами, по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки (АГЗУ). После АГЗУ продукция нефтяных скважин по нефтегазосборным трубопроводам поступает на установку подготовки нефти. С ее территории очищенная нефть с измеренными количественными и качественными показателями поступает по напорному трубопроводу на СИКН №599. Пластовая вода с УПН поступает на БКНС для высоконапорных насосов системы поддержания пластового давления (ППД) для дальнейшей закачки на кустовые площадки в пласт.

2.2 Характеристика добываемой продукции

Нефть Урманского месторождения характеризуется как: тяжелая, малосмолистая, малосернистая, парафинистая, незначительной вязкости. Растворенный в нефти газ – жирный, метанового состава. Основные физико-химические характеристики добываемой нефти представлены в таблице 3.

Таблица 4 – Характеристика нефти Урманского месторождения

Наименование	Ед. изм.	Количество
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	688
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	872
Вязкость пластовой нефти	мПа ·с	1,76
Вязкость нефти:	мм ² /с	
при 20°С;		33,18
при 50°С.		9,2
Массовое содержание (среднее значение):		
серы	% мас	0,52
смола силикагелевых	% мас	6,14
асфальтенов	% мас	0,95
парафинов	% мас	7,67

Таблица 5 – Компонентный состав газа Урманского месторождения

Наименование показателя	Значение показателя
Абсолютный удельный вес газа при однократном разгазировании, г/л	0,897
Относительный удельный вес газа	0,745
Компонентный состав, объёмные %	
Метан	79,68
Этан	7,14
Пропан	5,78
i-Бутан	1,21
n-Бутан	2,12
i-Пентан	0,53
n-Пентан	0,47
N ₂ +редкие	0,64
CO ₂	2,1
He	0,01

По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава тип пластовых вод хлоридно-кальциевый.

Таблица 6 – Химические и физические свойства пластовой воды

Наименование показателя	Значение показателя
Пласт	M+M1
Плотность, г/см ³	1,027
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	0,28
Минерализация, мг/л.	14432
pH	7,2
Содержание ионов, мг/л	
Cl ⁻	25141
HCO ₃ ⁻	726
SO ₄ ²⁻	34
CO ₃ ⁻	<3
Ca ²⁺	1218
Mg ²⁺	246
K ⁺	14432
Na+Me	14432
NH ₄ ⁺	79
NO ₃ ²⁻	<5
NO ₂ ⁻	<0,01
I	2
Mn ²⁺	0,2
Si ⁻	-
B ⁻	-
I ⁻	17
Br ⁻	82
F ⁻	-
Sr ⁻	-
Li ⁻	-
Rb ⁻	-

Коррозионная агрессивность продукции скважин обусловлена растворенными в пластовой и сеноманской воде солями (ионы $[Cl^-]$, $[HCO_3^-]$), углекислым газом, pH воды (ионы $[H^+]$).

3 Расчетная часть

3.1 Расчет бурового промывочного раствора на примере Урманского месторождения

Интервалы: 0...100м. Самые молодые - четвертичные отложения залегают на разных горизонтах палеогена. Таким образом, отложения неогеновой системы на рассматриваемой территории отсутствуют. Четвертичные отложения представлены песками, супесями, глинами, суглинками. В процессе разбуривания неустойчивы.

100...450 м. В составе отложений палеогена выделяются сверху вниз новомихайловская, атлымская, чеганская, люлинворская и талицкая свиты.

100... 160 м. Новомихайловская свита представлена песчанистыми глинами с редкими прослоями песка.

160... 220 м. Атлымская свита сложена песчанистыми глинами, алевролитами с включениями и линзами бурых углей.

220...250 м. Чеганская свита представлена глинами зелено-серыми и темно-серыми.

250...400 м. Люлинворская свита состоит из глин зелено-серых с прослоями диатомовых глин, опоки

400...450 м. Талицкая свита начинается чередованием темно-серых тонкоотмученных опоковидных глин. Вниз по разрезу они сменяются темно-серыми до черных, массивными, часто алевритистыми глинами с гнездами и линзами песчано- алевролитового материала. Отложениями талицкой свиты заканчивается разрез палеогена и кайнозойской группы.

В составе осадков мезозойской группы сверху вниз выделяются ганькинская, березовская, кузнецовская, покурская, алымская, вартовская, мегионская, баженовская, георгиевская и васюганская свиты.

450...550 м. Ганькинская свита представлена серыми, зеленовато-серыми глинами, местами опоковидные с прослоями алевролитов серых, глинистых.

550...760 м. Березовская свита состоит из чередующихся песков, песчаников, алевролитов и глин.

760...790 м. Кузнецовская свита представлена глинами темно-серыми, аргилитоподобными.

790... 1530 м. Покурская свита начинается песками и песчаниками. Далее идут светло-серые и серые, мелко-зернистые и слюдистые алевролиты, которых сменяют глины темно-серые, песчанистые с растительным детритом.

1530... 1550 м. Алымская свита состоит из глин темно-серых с линзами алевролитов и мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргилитов. Алевролиты серые, светло-серые, крупнозернистые с глинистым цементом.

1550...2090 м. Вартовская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргилитов. Алевролиты серые, светло-серые, крупнозернистые, мелко-зернистые с глинистым цементом.

2090...2380 м. Мегионская свита состоит из песчаников серых мелкозернистых, среднезернистых, из аргилитов темно-серых и зеленовато-серых.

2380...2400 м. Баженовская свита начинается отложениями юрского периода и представлена битуминозными аргилитами с прослоями известняков.

2400...2420 м. Георгиевская свита представлена аргилитами от темно-серых до черных

2420...2500 м. Васюганская свита состоит из переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргилитов.

Горно-геологические условия бурения

Бурение промывочный раствор

С точки зрения горно-геологических условий проводки скважины на Урманском месторождении, учитывая промысловый опыт, могут возникнуть следующие осложнения.

Первая зона от 0 до 420 м. (т.е. от четвертичных до талицкой свиты). Зона характеризуется интенсивным осыпанием и обвалами стенок скважин, размывом стенок скважин, и как следствие их сопровождают затяжки и посадки инструмента. Кроме того, в интервале происходит поглощение бурового раствора, за счет естественной проницаемости залегающих верхних конгломератных отложений.

Вторая зона включает интервал 420...790м. Характеризуется как интервал значительной устойчивости пород. Могут иметь место поглощение бурового раствора при регрессиях больше нормативных или водопроявления при снижении уровня жидкости в скважине на 80 м и более. В связи с быстрым образованием фильтрационной корки при длительном бурении скважины может происходить значительное сужение ствола по сравнению с номинальным диаметром. Отсюда могут возникнуть затяжки и посадки инструмента.

Третья зона от 790... 1530 м. Она тоже характеризуется осыпанием стенок скважины, однако значительно менее интенсивным, чем толща пород первой зоны. Возможно разжижение глинистого раствора пластовыми водами.

Четвертая зона 1530...2300 м. В зоне имеют место слабые осыпи и обвалы, возможно сужение ствола скважины в результате разбухания глин. Что приводит к прихватам и затяжкам бурового инструмента.

Пятая зона от 2300 и до проектной глубины. Зона характеризуется слабыми осыпаниями стенок скважин. С интервалом васюганской свиты, возможны нефтепроявления.

Следует заметить, что скважина наклонно-направленная, а значит, к их проводке нужно предъявлять повышенные требования, так как могут возникнуть осложнения технологического характера.

Проектирование технических средств и технологии бурения скважины

Исходные данные

1. Область, район, где закладывается проектная скважина – Томская область.
2. Месторождение Урманское.
3. Назначение проектной скважины - эксплуатация.
4. Проектный горизонт - ЮВ 1/1 и ЮВ 2/1.
5. Проектная глубина скважины по вертикали - 2500 м.
6. Проектное смещение забоя относительно устья скважины - 550м.
7. Диаметр эксплуатационной колонны - 146 мм.
8. Объект, подлежащий испытанию после спуска и цементирования обсадной скважины - ЮВ 1/1, ЮВ 2/1.

9. Вид используемой энергии при бурении скважины - электрическая.

10. Расстояние от скважины до базы снабжения - 100 км.

Выбор диаметров обсадных колонн и долот

Диаметральные размеры конструкции скважины рассчитывают по следующим соотношениям: **Эксплуатационная колонна:**

$d_{эк} = 0,146$ м - для размещения стандартного эксплуатационного оборудования.

$$d_d = d_m + 2\Delta,$$

где $d_m = 0,166$ м - диаметр муфты обсадной колонны;

$\Delta = 20 \cdot 10^{-3}$ м - зазор между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины. $d_{э.к.а.} = (166 + 2 \cdot 20) \cdot 10^{-3} = 0,206$ м $\Rightarrow d_{э.к.а} = 0,215$ м

Кондуктор:

$$d_{т.к.} = d_{э.к.д} + 2\delta$$

где δ - зазор между долотом и внутренней поверхностью технической колонны,

$$\delta = 3-5 \text{ мм.}$$

$$d_{т.к.} = 0,2159 + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,2259 \text{ м} \Rightarrow d_{т.к.} = 0,244 \text{ м.}$$

Определим диаметр долота при бурении технической колонны:

$$d_{т.к.д} = 0,270 + 2 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 0,290 \text{ м} \Rightarrow d_{т.к.д} = 0,295 \text{ м;}$$

Направление:

$$d_k = d_{т.к.д.} + 25 \cdot 5 = 3-5 \text{ мм}$$

$$d_K = 0,2953 + 2 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,3053 \text{ м} \Rightarrow d_K = 0,3239 \text{ м}$$

Определим диаметр долота при бурении под кондуктор:

$$d_{к.д.} = 0,351 + 2 \cdot 20 \cdot 10^{-3} = 0,391 \text{ м} \Rightarrow d_{к.д.} = 0,393 \text{ м;}$$

Данные сводим в таблицу 7.

Таблица 7 - Конструкция скважины (по вертикали)

Обсадная колонна	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, м	Диаметр долота, м	Высота подъема цементного раствора
Направление	0-30	0,324	0,394	до устья
Кондуктор	0-450	0,245	0,295	до устья
Эксплуатационная колонна	0-2500	0,146	0,215	до 350 м.

Расчленение геологического разреза на технологические интервалы

В основу расчленения разреза полагаем литологический состав горных пород.

Осадочные породы, слагающие разрез подразделяем по трем основным признакам:

а) растворимость в воде, способность вызвать коагуляцию глинистых суспензий.

б) способность сохранять прочность и устойчивость стенок скважины при контакте с водной промывочной жидкостью.

в) способность образовывать с водой устойчивые тиксотропные дисперсные системы.

С учетом этих признаков породы месторождения можно разделить на следующие категории:

1. Переслаивание песчано-глинистых пород
2. Глины
3. Аргилиты

Основными требованиями при бурении пород 1-ой группы являются: - обеспечение устойчивости стенок скважины в глинистых породах; - предотвращение в интервалах проницаемых пород затяжек и прихватов бурильного инструмента, обусловленных действием дифференциального давления.

Промывочная жидкость должна иметь хорошие коркообразующие свойства для предотвращения образования толстой корки в интервалах проницаемых пород. Она должна быть лишена способности разупрочнять глинистые породы.

Основными требованиями при бурении пород II группы проявляются: - обеспечение устойчивости стенок скважины, для чего буровой раствор должен обладать способностью сильно замедлять, или полностью предотвращать гидратацию, увлажнение и разупрочнение пород; -предотвращать интенсивное загустевание бурового раствора за счет диспергирования обломков выбуренной породы до частиц коллоидных размеров, для чего промывочная жидкость должна обладать сильной ингибирующей способностью.

При бурении пород III группы - аргилитов - основное требование - обеспечение устойчивости стенок скважины, для чего промывочная жидкость не должна оказывать разупрочняющего действия на породу. Желательно, чтобы промывочная жидкость оказывала крепящее действие на стенки скважины. Фильтрация бурового раствора должна быть небольшой.

Рассмотрев последовательно литологический состав пород, слагающих разрез, пользуясь приятным разделением пород, устанавливаем границы интервалов разного литологического состава с существенно различными требованиями к промывочной жидкости:

1. Четвертичные и верхний палеоген -1 категория пород 0.. .160м.
2. Атлымская, чеганская, люлинворская, талицкая, ганькинская свиты 160... 550м -2 категория пород.
3. Березовская, кузнецовская, покурская, алымская свиты - 1 категория 550...1550м.
4. Вартовская,мегионская свиты - 1 категория пород 1550м ...2380м
5. Баженовская, георгиевская, васюганская свиты - 3 категория пород 2380...2500.

При рассмотрении графика изменения коэффициента аномальности пластового давления K_a и индекса давления поглощения K_p , находим, что несовместимыми условиями бурения самостоятельные интервалы не возникает.

Исходя из горно-геологических условий бурения, весь разрез можно разделить на следующие интервалы:

1. Верхние водоносные горизонты - для предотвращения загрязнения - 0...160м.

2. Интервал глин вплоть до кайнозоя - сохранение устойчивости стенок скважины-160...450м. Это вызвано тем, что породы палеогена самые неустойчивые и склонны к осыпанию

3. Интервал глин (ганькинская свита) 450...550м., нужен ингибирующий глинистый раствор.

4. Интервал песчано-глинистых пород 550-2380м, нужен буровой раствор для создания хорошей корки на стенах, чтобы предотвратить осыпи.

5. Интервал продуктивных горизонтов 2380...2500м - применение ингибирующего раствора и минимально загрязняющего продуктивные пласты.

Получается, пять технологических интервалов, но это очень много. Так как разрез проектной скважины сложен чередованием песчано-глинистых отложений по всей длине, то не имеет смысла выделять столько интервалов. Достаточно выделить только три основных технологических интервала.

Это будет интервал 0...450м., с целью предотвратить загрязнение пресных водяных пластов.

Далее интервал 450...2380 м., до нефтеносных горизонтов и, последний 2380...2500м., интервал продуктивных пластов, выделяем с целью предупреждения загрязнения и получения большей нефтеотдачи.

Выбор типа промывочной жидкости для бурения технологических интервалов

С учетом выделенных интервалов можно сформировать обоснование выбора типа бурового раствора для бурения.

Поскольку интервал 0...450м., сложен неустойчивыми обломочными и глинистыми породами, при бурении его необходима тиксотропная промывочная жидкость, способная эффективному преобразованию. Так как в интервале имеются пласты с пресной водой, промывочная жидкость должна быть экологически чистой, безвредной. Это обстоятельство исключает возможность применения минерализованных систем и растворов на углеводородной основе.

Наличие пресной воды обуславливает применение пресного бурового раствора. Нормальные пластовые давления позволяют применить промывочную жидкость малой плотности. Труднодоступность точки бурения и

дорогостоящие транспортирование грузов на буровую делают предпочтительным применение ресурсов, не требующих большего количества материалов. Наиболее подходящим для данных условий могли бы быть:

- безглинистый полимерный раствор;
- малоглинистый полимерный раствор;
- торфогуматный раствор;
- глинистый раствор из высококачественного бентонита марок ПБМА, ПББ, ПБМБ, МБМГ.

Однако, поскольку промышленность пока не выпускает специальных полимеров, необходимых для безглинистых и малоглинистых полимеров, возможность применения таких растворов при бурении проектной скважины исключается.

Таким образом, в качестве основного варианта для бурения интервала 0...450м., предусматриваю применение пресного глинистого раствора из бентонитового глинопорошка марки ПБМГ.

В качестве резервного варианта беру торфогуматный раствор. Оба раствора отвечают всем требованиям, которые предъявляются к промывочным жидкостям по условиям бурения рассматриваемого интервала.

Следующий интервал 450...2380м., сложен довольно устойчивыми породами, поэтому начинаем бурить его на технической воде с плотностью 1010 кг/м³.

Так как интервал сложен глинистыми породами, песчаниками и аргилитами, то целесообразно применение естественного глинистого раствора, полученного самозамесом. Это удовлетворяет и условию, что $K_a \ll 1.0$. Интервал не содержит продуктивных пластов. Наличие водоносных пластов не окажет существенного влияния на буровой раствор из-за малой минерализации.

Следующий интервал 2380-2500м., содержит продуктивные нефтеносные пласты, сложен в основном нефтенасыщенными песчаниками.

Проницаемость нефтеносных пластов:

0,0012 мкм²- 1,532мкм².

Согласно данный интервал можно разбуривать, как и вышележащий при промывке естественным глинистым раствором обработанным химреагентами.

Выбор свойств бурового раствора

Выбор плотности

Выбор плотности бурового раствора регламентирован действующим "Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях".

Согласно этим правилам, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы статическое давление раствора превышало бы пластовое давление на 4-15%.

В то же время, правила ограничивают превышение давления раствора над пластовым давлением величиной 1,5- 3,5 МПа

Таблица 8 – Требования приводим в виде таблицы

Интервал бурения, м	Рекомендуемое превышение статического давления над Пластовы, %	Максимально допустимое превышение статического давления бурового раствора над пластовым, МПа
1	2	3
До 1200	10-15	1,5
1200-2500	5-10	2,5
2500 и более	4-7	3,5

Плотность промывочной жидкости выбираем исходя из условия:

$$K_a < \rho_0 < K_p$$

где ρ_0 -относительная плотность, кг/м³ Рассчитывается по формулам:

$$\rho_0 = K_p \cdot K_a$$

$$\rho_0 \leq \frac{K_a + p_{рен}}{\rho_{bgz}}$$

Определим величину плотности в интервале 0.. .450 м.

$$\rho_0 = K_a \cdot K_p = 1.0 \cdot 1.15 = 1.15$$

$$\rho_0 = 1,0 + \frac{1,5 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 450} = 1.34$$

Эти значения удовлетворяют условию $K_a < \rho_0 < K_p$.

Исходя из этих значений, принимаю плотность бурового раствора =1160кг/м³ (допускается 1150-1170 кг/м³).

Определим величину плотности промывочной жидкости в интервале 450...2380м.

В этом интервале из под кондуктора бурения начинаем на технической воде с плотностью 1010 кг/м³.

Определим плотность естественного глинистого раствора в интервале 450. ..1200 м.

$$\rho_0 = 1,01 \cdot 1,15 = 1,16$$

$$\rho_0 = 1,01 + \frac{1,5 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 1200} = 1,13$$

в интервале 1200...2380

$$\rho_0 = 1,01 \cdot 1,1 = 1,11$$

$$\rho_0 = \frac{1,01 + 2,5 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 2380} = 1,170$$

Следовательно, в рассматриваемом интервале плотность раствора должна быть 1160 кг/м³. Такая плотность раствора достигается при глубине 1300...1400м и дальше будем бурить с этой плотностью. Допускается $\rho = 1150-5-1170$ кг/м³

Интервал 2380...2500м

$$\rho_0 = 1,07 \cdot 1,07 = 1,14$$

$$\rho_0 = 1,07 + \frac{2,5 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,8 \cdot 2500} = 1,17$$

Принимаем плотность бурового раствора 1160 кг/м .

Допускаем $\rho = 1150 \div 1170$ кг/м .

Как видно из выше изложенного, всю скважину можно пробурить буровым раствором с одной плотностью.

Это удовлетворяет условию $K_a \leq \rho_0 \leq K_n$.

Зная плотность бурового раствора, принимаем η и τ_0 по рис.1 [6] для каждого интервала.

Практикой бурения установлено, что для обычных глинистых растворов соотношение τ_0 / η должно находиться в пределах 2÷3.

При бурении под кондуктор целесообразнее поддерживать $\tau_0 / \eta = 3$ для улучшения выноса шлама. Можно больше.

При бурении под эксплуатационную колонну можно принимать $\tau_0 / \eta = 2$ и больше.

Для интервала 0..450м., принимаем;

$$\eta = 8 \dots 10 \text{ мПа} \cdot \text{с} \quad \tau_0 = 60 \dots 70 \text{ дПа}$$

$$\eta_{\text{эф}} = \eta + \frac{\tau_0}{6} = \frac{60}{6} = 20 \text{ мПа} \cdot \text{с} - \text{при измерении на вискозиметре ВСН}$$

с пружиной № 2.

Найдем приближенное значение условной вязкости раствора

$$\begin{aligned} \text{УВ} &= 14,7 + 0,87 \eta_{\text{эф}} + 0,01 \eta_{\text{эф}}^2 \\ \text{УВ} &= 14,7 + 0,87 \cdot 20 + 0,01 \cdot 20^2 = 36,1 \text{с} \end{aligned}$$

Принимаем 35+- 40 секунд.

Для удержания обломков выбуренной породы во взвешенном состоянии СНС за 1 минуту прием ровной $\theta = 30 \text{ дПа}$, за 10 минут $\theta = 50 \text{ дПа}$.

Так как разрез сложен неустойчивыми породами, то необходимо показатель водоотдачи поддерживать небольшой. Так при бурении под кондуктор, принимаем показатель водоотдачи 4-6 см³/30мин.

При бурении из под кондуктора в связи с применением технической воды водоотдача будет большая, а начиная с 1000 метров, когда в системе образуется глинистый раствор, то водоотдачу можно поддерживать постоянной на уровне 8... 10 см³/30мин.

Выбор рН примем в зависимости от типа и состава бурового раствора. Содержание песка в растворе не должно превышать 0,5% в целях снижения абразивного износа оборудования.

Выбор состава промывочной жидкости

Для бурения проектной скважины под кондуктор готовим пресный глинистый раствор из бентонитового глинопорошка ПБМ марки Г. Для снижения водоотдачи и стабилизации раствор обрабатываем КМЦ-600 и гипаном.

Таким образом, состав раствора следующий:

КМЦ-600 - 3 кг/м³.

Гипан - 05 кг/м . Глинопорошок ПБМГ-120 кг/м . Пресная вода.

Бурение из-под кондуктора следует начинать с промывкой водой. По достижении глубины 1000м., в системе образуется глинистый раствор. При этой глубине в раствор вводим нефть и сульфанол, а также обрабатываем раствор КМЦ и ГКЖ-10. В дальнейшем через каждые 200...300м., раствор следует повторно обрабатывать КМЦ-600 и ГКЖ-10. Таким образом, состав раствора будет следующий:

КМЦ-600-4 кг/м³ ГКЖ-10 - 8 кг/м³

Нефть - 50 кг/м Сульфанол - 0,15 кг/м³

Рекомендации по реализации технологического регламента

Для приготовления бурового раствора под кондуктор используем блок приготовления раствора, куда входят механические двухвальные мешалки и гидромешалки эжекторного типа с использованием насосов У8-6М. Приготовленный буровой раствор обрабатываем КМЦ и гипаном путем ввода их через мешалки в течении одного цикла.

Бурение под эксплуатационную колонну начинаем с промывкой водой. После наработки глинистой суспензии, до плотности 1100 кг/м с глубины 1000м., ввести нефть и сульфанол, причем нефть нужно предварительно растворить в сульфаноле, во всасывающую линию бурового насоса.

Реагенты вводим в буровой раствор в виде водных растворов после очистной системы. Раствор КМЦ готовится 1.5 % концентрации, ГКЖ-10- 10%) концентрации.

Постоянную плотность раствора поддерживаем за счет разбавления раствора водой.

Определение потребности в материалах для приготовления и регулирования свойств бурового раствора

Объем бурового раствора, необходимого для бурения интервала:

$$V_{\text{исх.}} = V_{\text{исх.}} + V_{\text{зап.}} + V_{\text{бур.}}$$

где: $V_{\text{исх.}}$ - исходный объем раствора, м $V_{\text{зап.}}$ - запасной объем раствора, м

$V_{\text{бур.}}$ - объем раствора, расходуемый при бурении интервала, м . Для начала бурения $V_{\text{исх.}} = V_{\text{ц.с.}}$, где

$V_{\text{ц.с.}}$ - вместимость резервуаров циркуляционной системы . В нашем случае используется циркуляционная система ЦСЗ 3000 ЭУК, а ее объем составляет

$V_{\text{ц.с.}} = 120 \text{ м}^3$. Объем бурового раствора необходимый для бурения скважины определяют по формуле:

$V_{\text{бур.}} = I_m L_m$, где I_m - норма расхода бурового раствора для бурения рассматриваемого интервала, м³/м;

L_m - длина интервала на применение данной нормы, м.

Исходя из условий бурения в районах Западной Сибири нормы расхода следующие:

для долота III 393,7 под направление - 0,39 м /м;

для долота III 295,3 под кондуктор - 0,22 м³/м;

для долота III 215,9 под эксплуатационную колонну - 0,12 м /м;

Такие нормы расхода связаны с тем, что на основании опыта бурения скважин на данном месторождении коммерческая скорость бурения под кондуктор составляет 7000 м/ст.мес; под эксплуатационную колонну 4000 м/ст.мес.

Итак, в интервале 0-30 м $U_{\text{бур.}} = 0,39 \cdot 30 = 11,7 \text{ м}^3$ В интервале 30-459 м $U_{\text{бур.}} = 0,22 \cdot 459 = 101 \text{ м}^3$ Найдем суммарную потребность в буровом растворе под направление и кондуктор. Интервал 0 - 30 м

$$V = U_{\text{исх.}} + U_{\text{зап.}} + U_{\text{бур.}}$$

$U_{\text{зап.}} = 0$, так как интервал небольшой, то $U_{\text{бур.}}$ для него не нужно, так как $U_{\text{исх.}} = 120 \text{ м}^3$ будет достаточно для бурения. Интервал 30-459 м

$$V = V_{\text{бур.}} + \Delta V_{\text{зап.}} = V_{\text{бур.}} = 101 \text{ м}^3 \quad \Delta V_{\text{зап.}} = 0$$

$$\text{Интервал } 459 - 2500 \text{ м} \quad V = V_{\text{иск.}} + V_{\text{зап.}} + V_{\text{бур.3}}$$

$$V_{\text{зап.}} = K - V_{\text{скв.}} = K - 0,785 [dk^2 L_k + (L_{\text{Пк}} - L_k) dq \cdot K_k^2]$$

где; (L_k - внутренний диаметр последней обсадной колонны, м

L_k - длина последней обсадной колонны

$L_{\text{Пк}}$ - проектная глубина, м;

c^{\wedge} - диаметр долота под колонну, м;

K_k - коэффициент кавернозности, $K_k = 1,2$;

K - коэффициент запаса раствора, $k = 1,0$

$$V_{\text{зап.}} = 1 - 0,785 [-0,22042 - 459 + (2570,6 - 459) - 0,21592 \cdot 1,22] = 128,8 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{бур.3}} = 0,12 \cdot 2111,6 = 253,4 \text{ м}^3 \quad V = 120 + 128,8 + 253,4 = 502,2 \text{ м}^3$$

Определим расход глинопорошка

Для приготовления исходного объема глинистого раствора объемом 120 м (объем циркуляционной системы) требуется глинопорошка ПБМГ с "выходом" раствора не менее 8 м³/Т в количестве

$$Q_{\text{гл1}} = V_{\text{ц.с.}}$$

где $Q_{\text{ГЛ}}$ - необходимое количество глинопорошка, т;

C - "выход" раствора из данного сорта [15], м³/Т

$$Q_{\text{гл1}} = 120 / 8 = 15 \text{ т}$$

В интервале 0-450 м., весь объем вновь приготавливаемого раствора составит: $\Delta V = V_{\text{бур}} = 101 \text{ м}^3$

Потребность в глинопорошке составит:

$$Q_{\text{гл2}} = C \cdot \Delta V$$

C - концентрация материала в растворе, кг/м ;

ΔV - объем бурового раствора, м³

$$Q_{\text{гл2.}} = 120 \cdot 101 = 12120 \text{ кг} = 12,12 \text{ т}$$

Суммарная потребность в глинопорошке:

$$Q_{\text{гл.}} = Q_{\text{гл1}} + Q_{\text{гл2}} = 15 + 12,12 = 27,12 \text{ т}$$

Примем за потребное количество глинопорошка ПБМГ с запасом

$$Q_{\text{гл.}} = 27,5$$

Расчет реагентов для обработки бурового раствора производим на основании таблицы.

Таблица 9 - Концентрация компонентов в буровом растворе, кг/м

Материал	Норма расхода (кг/м3) в интервале:		Всего на скважину, т
	0-450 м	450-2500 м	
Глинопорошок ПБМГ	120	-	27,5
КМЦ-600	3	4	2,8
ГКЖ-10	-	8	4,1
Гипан	0,5	-	0,112
Нефть	-	50	25,5
Сульфанол	-	0,15	0,077

Расчет количества КМЦ - 600

Для обработки глинистого исходного раствора объемом 120м потребуется КМЦ: $Q_{\text{КМЦ}} = C \cdot V = 3 \cdot 120 = 360 \text{ кг}$

Интервал 0 - 450м $Q_{\text{КМЦ}} = 3 \cdot 101 = 303 \text{ кг}$

Интервал 450 - 2500 ($Q_{\text{КМЦ}} = 4 \cdot 502,2 = 2008,8 \text{ кг}$)

Общая потребность КМЦ на скважину составит:

$Q_{\text{КМЦ}} = \Sigma Q_{\text{КМЦ}} = 360 + 303 + 2008,8 = 2671,8 \text{ кг}$

Примем количество КМЦ $Q_{\text{КМЦ}} = 2,8 \text{ тонны}$.

Принимается с некоторым запасом.

Рассчитаем потребность гипана:

Интервал 0-450 $Q_{\text{гипана}} = 0,5 \cdot 120 = 60 \text{ кг}$

$Q_{\text{гипана}} = 0,5 \cdot 101 = 50,5 \text{ кг}$

Общее количество гипана составит: $Q = 60 + 50,5 = 110,5 \text{ кг}$

Примем количество гипана $Q_{\text{гипана}} = 112 \text{ кг}$. Так как реагент выпускается в виде жидкости с плотностью 1100 кг/м³, то потребное количество будет следующим:

$V_{\text{гипана}} = 112/1000 = 0,112 \text{ м}^3$

Примем $U_{\text{гипана}} = 0,11 \text{ м}^3$

Потребное количество ГКЖ -10 следующее:

Интервал 450-2500

$Q_{\text{ГКЖ}} = 8 \cdot 502,2 = 4017,6 \text{ кг}$

Примем количество ГКЖ $Q=4,1$ тонны Этот реагент выпускается также в виде жидкости с плотностью 1180 кг/м^3 , значит, потребное количество будет следующее

$$V_{\text{ГКЖ}} = \frac{4,1}{1180} = 3,4745$$

$$\text{Примем } V_{\text{ГКЖ}} = 3,5 \text{ м}^3$$

Рассчитаем потребность нефти:

Интервал $450 - 2500 \text{ м}$.,

$$Q_{\text{нефти}} = 50 \cdot 502,2 = 25110 \text{ кг}$$

Примем количество нефти $C > = 25,5$ тонн.

Потребное количество сульфанола:

$$\text{Интервал } 450-2500 \text{ м } (2 = 0,15 \cdot 502,2 = 75,33 \text{ кг}.$$

$$\text{Примем } Q_{\text{сульфанола}} = 77 \text{ кг}.$$

Результаты расчетов сводим в последнюю колонку таблицы 9.

Основываясь на изложенные данные и конкретный промысловый опыт бурения скважин на Урманском месторождении принимаю следующую КНБК для набора зенитного угла.

Долото Ш -295,3; одну секцию турбобура ЗТСШ-240, кривой переводник с углом перекоса резьб $3^\circ 30'$, УБТ-203 длиной 12м, ЛБТ-147х11, длиной 72м., ТБПВ-127х9 - остальное.

3.2 Расчет прочностных характеристик

Расчет прочностных характеристик трубопровода является неотъемлемой частью любого проекта по строительству нового участка. На данный момент имеется два руководящих документа, позволяющие выполнять расчет на прочность и устойчивость: СП 284.1325800.2016, ГОСТ Р 55990-2014. Оба документа, касаясь вопроса прочностных расчетов, достаточно идентичны, однако, большинство предприятий предпочитают прием расчетов от проектных институтов согласно ГОСТ Р 55990-2014.

Проведение расчета на прочность позволяет проверить принятые в проекте конструкционные особенности трубопровода и оценить запас прочности.

В данной работе проверка принятых проектным институтом решений была проведена на основании ГОСТ Р 55990-2014, так как предприятие ООО «Газпромнефть-Восток» принимает расчеты, выполненные по данному нормативному документу.

Необходимо определить нормативные и расчетные сопротивления материала труб. При определении напряжений, и в расчетах трубопроводов на прочность, и устойчивость, будем принимать значения физических характеристик материала следующими:

- модуль упругости $E_0 = 206000$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu_0 = 0,3$;
- коэффициент линейного расширения $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} (^\circ\text{C})^{-1}$.

Значения нормативных сопротивлений материала труб и сварных соединений – нормативного предела текучести и нормативного предела прочности (временного сопротивления) стали будем принимать в соответствии главой 2.4:

- предел прочности (временное сопротивление) 13ХФА $\sigma_u = 520$ МПа;
- нормативный предел текучести 13ХФА $\sigma_y = 430$ МПа.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности R_u и по текучести R_y материала труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, следует определять по формулам:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u,$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

где γ_d – коэффициент условий работы;

γ_{mu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;

γ_{my} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности γ_{mu} следует принимать в зависимости от характеристик труб, согласно данным

таблицы 10.

Таблица 10 – Значения коэффициента надежности по материалу труб γ_{mi}

№ п/п	Характеристика труб	Значение γ_{mi}
1	Сварные трубы из стали контролируемой прокатки и термически упрочненных труб, изготовленных двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и подвергнутых контролю в объеме 100% на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами.	1,34
2	Сварные трубы из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленных двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутых контролю в объеме 100% на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. Для труб бесшовных, подвергнутых контролю в объеме 100% на сплошность металла неразрушающими методами	1,40
3	Сварные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые контролю в объеме 100% сварных соединений неразрушающими методами. Для сварных труб, изготовленных электроконтактной сваркой токами высокой частоты, сварные соединения которых термически обработаны и подвергнуты контролю в объеме 100% неразрушающими методами	1,47
4	Прочие бесшовные и сварные трубы	1,55

Значение коэффициента условий работы γ_d для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определяется в зависимости от категории участка, согласно данным таблицы 11.

Таблица 11 – Значения коэффициента условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода γ_d
Н	0,921
С	0,767
В	0,637

Согласно таблице 4 ГОСТ Р 55990-2014 нефтесборный трубопровод «к.4 – УПН Урманское м/р» относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 13ХФА являются трубам стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов γ_{mi} и γ_d принимаем равными 1,4 и 0,921 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений R_u и R_y по формулам:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u = \frac{0,921}{1,4 \cdot 1,1} \cdot 520 = 311 \text{ МПа},$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 430 = 313 \text{ МПа},$$

Далее выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений, на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по условию.

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\},$$

где R_u – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, МПа;

R_y – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, МПа;

Расчет кольцевых напряжений осуществляется по формуле:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n},$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

p – рабочее давление, МПа;

γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

D – наружный диаметр трубы, мм;

t_n – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Коэффициент надежности по внутреннему давлению: $\gamma_{fp}=1,15$.

Нефтесборный трубопровод имеет параметры, представленные: диаметр - 219; толщина стенки - 8; рабочее давление - 4 МПа.

Выполним расчет кольцевых напряжений по формуле и проверку условия прочности по:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 219}{2 \cdot 8} = 63 \text{ МПа},$$

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}; 63 \text{ МПа} \leq 311 \text{ МПа}.$$

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам:

$$\sigma_I \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0;$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0;$$

где σ_I – продольное напряжение, МПа;

σ – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа.

f_I, f_{eq} – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии "жизни" трубопровода в соответствии с данными таблицы 12.

Таблица 12 – Значение расчетных коэффициентов f_I, f_{eq}

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация трубопроводов, транспортирующих продукты	
			не содержащие H ₂ S	содержащие H ₂ S
f_I	0,70	0,80	0,60	0,45
f_{eq}	0,96	1,00	0,90	0,65

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса σ_{eq} , вычисляем по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2},$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

σ_I – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения σ_I для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляют по формуле:

$$\sigma_I = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R},$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

σ_h – кольцевое напряжение, МПа;

E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;

R – радиус упругого изгиба, 200 м;

α – коэффициент линейного температурного расширения, (°C)⁻¹;

ΔT – температурный перепад, 30 °C.

Рассчитаем продольные напряжения согласно формулы:

$$\begin{aligned}\sigma_I &= \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} \\ &= 0,3 \cdot 63 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \pm \frac{206000 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} \\ &= 1,8 - 74,16 \pm 112,8 = -72,36 \pm 112,8; \\ \sigma_I^- &= -185,16 \text{ МПа}; \\ \sigma_I^+ &= 40,44 \text{ МПа}.\end{aligned}$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение. По формуле рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2} = \sqrt{63^2 - 63 \cdot 185,16 + 185,16^2} = 163 \text{ МПа},$$

По условиям выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\begin{aligned}\sigma_I &\leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; & 40,44 \text{ МПа} &\leq 0,6 \cdot 430 = 258 \text{ МПа}; \\ \sigma_{eq} &\leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; & 163 \text{ МПа} &\leq 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ МПа}.\end{aligned}$$

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990, выполнены. На этом расчет на прочность нефтесборного трубопровода «к.4 – УПН Урманское м/р» из стали 13ХФА можно считать завершенным.

Таблица 13 – Сопротивления растяжению (сжатию) 13ХФА

Параметр	13ХФА
Сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, R_u , МПа	311
Сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, R_y , МПа	313

На данный момент, данных по стали 13ХФА недостаточно, при расчете значения модуля упругости, коэффициента Пуассона и линейного расширения. Стоит учитывать, что расчеты на прочность никак не учитывают коррозионные воздействия, которые являются очень важным аспектом и основным разрушающим воздействием на промысловых трубопроводах.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела магистерской диссертации является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проводимой разработки. Для достижения поставленной цели, были выполнены следующие задачи: произведен анализ конкурентоспособности технических решений; составлен SWOT-анализ; разработан план работ и рассчитан бюджет затрат.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: буровой раствор.

Целевой рынок: нефтегазовый сектор страны экономики страны – нефтедобывающие, нефтесервисные компании.

Буровой раствор используется с целью очистки с предотвращения износа оборудования и выноса вырубленной породы из ствола и забоя скважины.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Одно из основных направлений деятельности компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» являются разработка, производство, сервис и поставка высококачественного инструмента, реагентов для бурения и капитального ремонта скважин. Деятельностью компании ООО «Химпром» является разработка технологических решений для систем буровых растворов.

Эти компании были выбраны для сравнения по причине высокого качества производства бурового раствора.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления

для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 1 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₁	Б ₂	Б ₃	К ₁	К ₂	К ₃
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Плотность	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2. Условная вязкость	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Пластическая вязкость	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4. Показатель pH	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Содержание твердой фазы	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Общая жесткость	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок полезного использования	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Простота утилизации	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

Примечание:

Б₁ – буровой раствор «СКИФ»;

Б₂ – буровой раствор «ОЙЛКАРБ БИО»;

Б₃ – Neolnvert K

По таблице 1 видно, что наиболее эффективно использовать буровой раствор «СКИФ», так же он является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, плотность, условная вязкость, общая жесткость.

4.3 SWOT – анализ

Опишем сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Рассматриваемые проект – повышение эффективности применения буровых растворов.

Составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 2).

Таблица 2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Высокая экономичность технологии; С2. Экономичность технологии; С3. Повышение безопасности производства; С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Трудность внедрения функции; Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.
Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации; В2. Сокращение расходов; В3. Качественное обслуживание потребителей; В4. Сокращение времени простоев.	- Обеспечивает качественное вскрытие продуктивных пластов; - Исключение поломок оборудования в результате сбоев циркуляции раствора; - Своевременная разработка и эксплуатация месторождений.	1. Поиск заинтересованных лиц; 2. Разработка научного исследования; 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста; 4. Переподготовка имеющихся специалистов.
Угрозы: У1: Отсутствие спроса на новые производства; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; 2. Доработка проекта; 3. Сложность реализации проекта.	1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания; 2. Остановка проекта; 3. Проведения других проектов.

4.4 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.

Определение трудоемкости выполнения работ Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Таблица 3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;
 t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;
 $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
 $ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{\text{кал}}, \quad (3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $K_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4)$$

где 365 $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;
 $T_{\text{вых}} = 66$ – количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	18

Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	9
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	15
Проектирование бурового раствора и оценка результатов исследования	6	17	10,4	Руководитель Исполнитель	9	11
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	9

На основе таблицы 4 строим план график, представленный в таблице 5.

Таблица 5 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Т _{ki} кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3												
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18												
3	Согласование материалов по теме	Р	9												
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3												
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15												
6	Проектирование бурового раствора	И	10												
7	Оценка результатов исследования и оценка результатов исследования	Р, И	11												

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{no} = 55000,00 + 5000,00 = 60000,0 \quad (5)$$

где d_k – стоимость компьютера;

d_{no} – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Срок полезного использования материальных затрат (оборудования) примем равным 5 лет.

Норма амортизации H_A рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 0,02. \quad (7)$$

Годовые амортизационные отчисления:

При исполнении 1: $1184930,66 \cdot 0,02 = 236976,13$ руб.

При исполнении 2: $1584930,66 \cdot 0,02 = 316976,13$ руб.

При исполнении 3: $1534930,66 \cdot 0,02 = 306976,13$ руб.

Ежемесячные амортизационные отчисления:

При исполнении 1: $236976,13 / 12 = 19748,84$ руб.

При исполнении 2: $316976,13 / 12 = 26415,51$ руб.

При исполнении 2: $306976,132 / 12 = 25582,18$ руб.

Итоговая сумма амортизации основных средств:

При исполнении 1: $19748,84 \cdot 5 = 97744,22$ руб.

При исполнении 2 и 3: $26415,51 \cdot 5 = 132077,56$ руб.

При исполнении 2: $25582,18 \cdot 0,02 = 127910,89$ руб.

Определим основную заработную плату научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств,

непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 7 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32
2	Выбор темы исследований	Руководитель	7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
3	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86
4	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
6	Проектирование бурового раствора	Исполнитель	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84
7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	5	5	5	1,16	5,8	5,8	5,8
Итого:							27,1	32,21	31,05

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{\Pi} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (11)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_p + Z_{\text{дн}}, \quad (12)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = Z_m * M / F_d = 51413 * 10,1 / 185 = 2661 \text{ руб.} \quad (13)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_p) = 23264 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,3 = 51413$$

(14)

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{\text{тс}}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3.

Тарифная заработная плата $Z_{\text{тс}}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{\text{с1}} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой

должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 9 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	З _{те} , тыс. руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , тыс. руб.	З _{дн} , тыс. руб.	Т _р , тыс. руб.	З _{осн} , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	20	53,48
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41,66
Итого:								95,14

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	З _{те} , тыс. руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , тыс. руб.	З _{дн} , тыс. руб.	Т _р , тыс. руб.	З _{осн} , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	24	64,18
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	43	48,41
Итого:								105,59

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	З _{те} , тыс. руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , тыс. руб.	З _{дн} , тыс. руб.	Т _р , тыс. руб.	З _{осн} , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	28	74,87
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	49	55,17
Итого:								130,04

Дополнительная заработная плата исполнителей

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 53480 = 6952 \text{ руб.}, \quad (14)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 41660 = 5416 \text{ руб.},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 64180 = 8343 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 48410 = 6293 \text{ руб.},$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 74870 = 9733 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 55170 = 7172 \text{ руб.},$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,22 * (53480 + 6952) = 16377 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2021 г. в гл. 34 НК РФ установлен размер страховых взносов равный 22%.

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб			Дополнительная заработная плата, тыс. руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	53,480	64,180	74,870	6,952	8,343	9,733
Исполнитель проекта	41,660	48,410	55,170	5,416	6,293	7,171
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого:						
Исполнение 1	Исполнение 2			Исполнение 3		
29,134	34,478			39,822		

Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 13 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)
1. Материальные затраты	1184931	1584931	1534931
2. Затраты на амортизацию	97744	132078	127911
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95140	105590	130040
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12368	14636	16905
5. Отчисления во внебюджетные фонды	29134	34478	39722
6. Затраты на покупку компьютера	28000	28000	28000
7. Прочие расходы	24000	24000	24000
8. Бюджет затрат НТИ	1472317	1923713	1901609

5.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \Phi_{pi} / \Phi_{\text{max}} \quad (16)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = 1472317 / 1923713 = 0,77$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = 1923713 / 1923713 = 1$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = 1901609 / 1923719 = 0,99$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i , \quad (17)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп 1} = 0,1 * 5 + 0,15 * 4 + 0,15 * 5 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 5 = 4,6$$

$$I_p - \text{исп 1} = 0,1 * 4 + 0,15 * 3 + 0,15 * 3 + 0,2 * 3 + 0,25 * 4 + 0,15 * 4 = 3,5$$

$$I_p - \text{исп 1} = 0,1 * 4 + 0,15 * 4 + 0,15 * 3 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 3 = 3,9$$

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	(исп. 1)	(исп. 2)	(исп. 3)
1. Плотность	0,1	5	4	4
2. Условная вязкость	0,15	4	3	4
3. Пластическая вязкость	0,15	5	3	3
4. Показатель pH	0,20	5	3	5
5. Содержание твёрдой фазы	0,25	4	4	4
6. Общая жесткость	0,15	5	4	3
Итого:	1	4,6	3,05	3,9

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}}; I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп2}}}; I_{\text{исп.3}} = \frac{I_{\text{р-исп3}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп3}}}; \quad (18)$$

$$I_{\text{исп1}} = 5,24; I_{\text{исп2}} = 3,05; I_{\text{исп3}} = 3,93;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{исп} \min}} \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = 1,72; \mathcal{E}_{\text{ср2}} = 1; \mathcal{E}_{\text{ср3}} = 1,29;$$

Таблица 15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,77	1	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,05	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	5,24	3,05	3,93
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,72	1	1,29

Выводу по разделу

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Сравнительная оценка характеристик проекта в трех исполнениях: Б1 – буровой раствор «СКИФ» (исполнение 1) Б2 – буровой раствор «ОЙЛКАРБ БИО» (исполнение 2), Б3 – Neolnvert К (исполнение 3) показала, что по суммарному критерию 1. Плотность, 2. Условная вязкость, 3. Пластическая вязкость, 4. Показатель pH, 5. Содержание твердой фазы ,6. Общая жесткость рекомендуется выбрать первое исполнение.

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта (в первом исполнении: интегральный показатель ресурсоэффективности разработки - 4,6; интегральный показатель эффективности - 5,24; сравнительная эффективность вариантов исполнения - 1,72).

Таким образом, буровой раствор «СКИФ» остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность. В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ (1472317 рублей), основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецоборудования. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данное исполнение бурового раствора экономически выгодно.

5 Социальная ответственность

Введение

В международном стандарте IC CSR 26000:2011 [1] понятие «социальная ответственность» формулируется как «ответственность организации за ее деятельность на общество и окружающую среду». В этом стандарте приведены требования к деятельности организации в области социальной ответственности, а именно: освещены вопросы социальных прав и гарантий персонала, охраны окружающей среды, промышленной безопасности и ресурсосбережения.

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта углеводородов необходимо уделять исключительное внимание. Ошибочное выполнение технологической операции может привести к образованию горючей или взрывоопасной среды, к авариям и несчастным случаям.

Суть магистерской диссертации состоит в предотвращении и удалении загрязнителя бурового раствора.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона помощника бурового мастера.

Деятельность, связанная с социальной ответственностью, регулируются на государственном уровне. Специалист обязан знать и следовать законодательству в данной области, это позволит минимизировать негативное воздействие производства и проектируемых разработок.

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации, № 197–ФЗ каждый работник имеет право на [2]: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими

рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

По результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) определяются ряд компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных условиях, а именно: повышенный размер оплаты труда; сокращенная рабочая неделя; льготная пенсия; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск; лечебно-профилактическое питание.

Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Под рабочим местом подразумевается контроль за технологическим процессом закачки бурового раствора в скважину. Рабочее место в помещении должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 (таблица 1) [3].

Таблица 1 – Рабочее место согласно ГОСТ 12.2.032-78

Размер помещения на одного человека		Рабочая поверхность	
Площадь	$S > 4 \text{ м}^2$	Высота над уровнем пола	$h = 720 \text{ мм}$
Высота	$h > 4 \text{ м}$	Поверхность стола	$S = 1600 \cdot 1000 \text{ мм}^2$
Объем	$V > 20 \text{ м}^3$	Глубина пространства для ног	$d = 650 \text{ мм}$
Подставка для ног		Компьютер	
Угол	$\beta = 15^\circ$	Клавиатура от края стола	$a < 300 \text{ мм}$
Длина	$a = 400 \text{ мм}$	Расстояние между глазами и экраном	$a = 40 - 80 \text{ см}$
Ширина	$b = 350 \text{ мм}$		
Рабочий стол: устойчивый с однотонным, неметаллическим покрытием, без способности накапливания статического электричества. Рабочий стул: дизайн, исключаящий онемение тела из-за нарушения кровообращения.			

2 Производственная безопасность

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы в работе помбура, а также разработку мероприятий по снижению воздействия этих факторов.

Таблица 2 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работ			Нормативные документы
Вредные	Опасные	Наблюдение	Контроль в зонах контакта с МГ	Работа с ПК	

1. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	–	+	СП 52.13330.2016 [10]
2. Превышение уровня шума		+	+	–	ГОСТ 12.1.003-2014 [9] Ошибка! Источник ссылки не найден.
3. Превышение уровней вибрации		+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [7] Ошибка! Источник ссылки не найден.
4. Превышение уровней ионизирующих излучений		+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [5]
5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [5]
6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		–	+	+	Р 2.2.2006-05 [8]
	7. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)			-	ГОСТ 12.1.019-2017 [11]
	8. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 [11]
	9. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 [11]

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [4].

Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги.

Применяется совмещенное освещение, одностороннее-боковое освещение на рабочем месте инженера-технолога. Нормируемые показатели

естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений [10] приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Нормы по освещению рабочей зоны [10]

Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
Осв., лк			Сочетание		КЕО, е _н , %		КЕО, е _н , %	
Комб. осв.		Общ. осв.	М, не более	К _п , %, не более	В / комб. осв.	Б осв.	В / комб. осв.	Б осв.
Всего	От общего							
600	400	500	40	10	4,0	1,5	2,4	0,9

Примечание: КЕО – коэффициент естественной осв., Сочетание – сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации, Осв – освещенность, Комб –комбинированное, Общ – общее, В – верхнее, Б – боковое, М – показатель дискомфорта, К_п – коэффициент пульсации

Таблица 4 - Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии световой среды [24]

Наименование показателя	Класс (подкласс) условий труда		
	допустимый	вредный	
	2	3.1	3.2
Искусственное освещение			
Освещенность рабочей поверхности Е, лк	≥Е _н *	≥0.5 Е _н	< 0,5 Е _н

Примечание: * Нормативное значение освещенности рабочей поверхности устанавливается в соответствии с [10].

Класс условий труда по освещенности рабочей зоны соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [24].

Превышение уровня шума

Источниками повышенного уровня шума, воздействующего на инженера-технолога являются движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании. Превышение допустимого уровня шума может создавать физический и психологический стресс, снижать производительность, мешать общению и концентрации, а также способствовать несчастным случаям и травмам на рабочем месте, затрудняя восприятие предупреждающих сигналов.

Таблица 5 – Предельно допустимые уровни звукового давления – нормы [9]

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Примечание: Вид трудовой деятельности – выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Таблица 6 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии фактора шума [24]

Наименование показателя, единица измерения	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
		3.1	3.2	3.3	3.4	
Шум, эквивалентный уровень звука, дБА	2	>80-85	>85-95	>95-105	>105-115	>115

По вредному фактору «Шум» присвоен класс 2 – допустимые условия труда [24].

Применяемые средства защиты от шума на объекте: контроль уровня шума (на слух) и динамическая балансировка механизмов оборудования, применение звукоизолирующих ограждений – кожухов оборудования.

Превышение уровней вибрации

К источникам технологических вибраций относится оборудование, действие которого основано на использовании вибрации и ударов (виброплатформы, вибростенды, молоты, штампы, прессы и пр.), а также мощные электрические установки (компрессоры, насосы, вентиляторы, некоторые металлообрабатывающие станки и др.).

Нарушения здоровья работающего, обусловленные локальной или общей вибрацией, складываются из поражения нейрососудистой, нервно-мышечной систем, опорно-двигательного аппарата, изменений обмена веществ и др.

Комплекс профилактических мероприятий, снижающих уровни вибрации оборудования, сокращающих время контакта с ним и ограничивающим влияние неблагоприятных сопутствующих факторов производственной сферы, включает гигиеническое нормирование, организационно-технические и лечебно-профилактические меры.

Основными методами и средствами защиты от вибрации являются: устранение непосредственного контакта с вибрирующим оборудованием путем применения дистанционного управления, промышленных роботов, автоматизации; уменьшение интенсивности вибрации непосредственно в источнике; применение вибродемпфирования, динамического виброгашения, активной и пассивной виброизоляции.

Вибрации от работающего оборудования, персональных ЭВМ в помещениях производства бурового раствора не превышает допустимых значений.

Таблица 7 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов [24]

Наименование показателя, единица измерения	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
Вибрация локальная, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ		>126-129	>129-132	>132-135	>135-138	>138
Вибрация общая, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ, Z		>115-121	>121-127	>127-133	>133-139	>139
Вибрация общая, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ, X, Y		>112-118	>118-124	>124-130	>130-136	>136
Инфразвук, общий уровень звукового давления, дБЛин		>110-115	>115-120	>120-125	>125-130	>130
Ультразвук воздушный, уровни звукового давления в 1/3 октавных полосах частот, дБ	превышение ПДУ до _ дБ					
		10	20	30	40	>40

Класс условий труда по вибрации соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [24].

Снижение степени вибрации происходит несколькими методами: уменьшение виброактивности; отстройка резонансных частот; вибродемпфирование; виброгашение; повышение жесткости системы; виброизоляция; использование средств индивидуальной защиты.

Чтобы защитить организм человека от вибрации, применяются средства защиты не только для ног, но и для рук. Виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки являются СИЗ от вибрации для ног. Руки же от воздействия вибрации защищают прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Превышение уровней ионизирующих излучений

Источником неионизирующего излучения в помещениях на буровой блок персональной ЭВМ.

Если доза является низкой и/или воздействует длительный период времени (низкая мощность дозы), обусловленный этим риск существенно снижается, поскольку в этом случае увеличивается вероятность восстановления поврежденных тканей. Выше определенных пороговых значений облучение может нарушить функционирование тканей и/или органов и может вызвать острые реакции, такие как покраснение кожи, выпадение волос, радиационные ожоги или острый лучевой синдром.

Таблица 8 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии ионизирующего излучения (в зависимости от значения потенциальной максимальной дозы при работе с источниками излучения в стандартных условиях), в/год [24]

Максимальная потенциальная доза за год, м³ в/год	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
Эффективная доза	≤5	>5 - 10	>10 - 20	>20 - 50	>50 - 100	>100
Эквивалентная доза в хрусталике глаза	≤37,5	>37,5 - 75	>75 - 150	>150 - 225	>225 - 300	>300
Эквивалентная доза в коже, кистях и стопах	≤125	>125 - 250	>250 - 500	>500 - 750	>750 - 1000	>1000

Согласно [24], параметры напряженности электростатического поля, индукции магнитного поля, плотности магнитного поля и электростатического потенциала монитора находятся в пределах нормы. Облучение персонала ионизирующим излучением не предполагается. Тем самым, условия труда при действии неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал, относятся к допустимому классу условий труда (класс условий труда – 2) [24].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Рабочая зона является не является наиболее опасным объектом на участке, но в рабочей зоне может быть сконцентрировано небольшое количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [5] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в рабочей зоне, по степени воздействия на организм человека относятся ко второму классу (таблица 9).

Таблица 9 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [5]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород +	10	II
Бензол	3	

Для нормализации параметров повышенной запыленности и загазованности рабочей зоны осуществляются следующие мероприятия: использование СИЗ – сезонной спецодежды, респираторы, противогазы. Кроме этого, спроектирована система вентиляции для поддержания допустимых параметров микроклимата в диспетчерской.

Класс условий труда по запыленности и загазованности рабочей зоны соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [6].

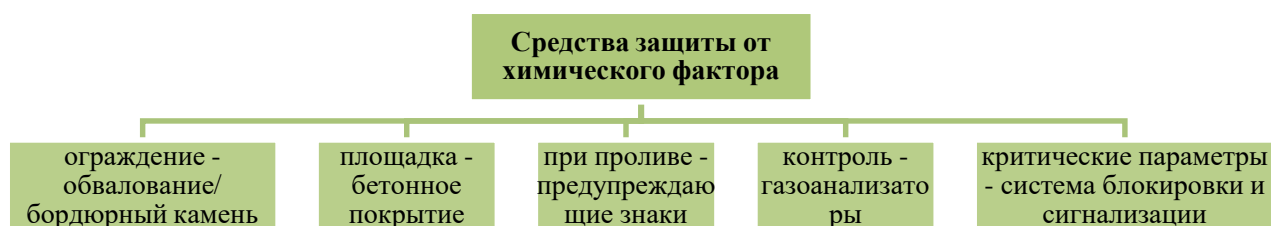


Рисунок 1 – Применяемые средства защиты от повышенной запыленности и загазованности рабочей зоны

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Мероприятий по снижению уровней воздействия: 1. Устранение непосредственного контакта работников с животными, насекомыми, пресмыкающимися; 2. Замена технологических процессов и операций, связанных с возникновением фактора, при котором возможен контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися; 3. Комплексная механизация, автоматизация, применение дистанционного управления технологическими процессами и операциями; 4. Применение средств коллективной и индивидуальной защиты работников;

Данный показатель находится в пределах допустимых значений. Класс условий труда по тяжести трудового процесса соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [24**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Должен быть организован контроль: - за содержанием в исправном состоянии и безопасной эксплуатацией объектов за производством работ, относительно которых предъявляются повышенные требования по технике безопасности, за правильной эксплуатацией, сохранностью и своевременным ремонтом зданий, сооружений и отдельных помещений; - за соблюдением сроков испытаний средств индивидуальной и коллективной защиты, производственного оборудования и приборов, подлежащих периодическим и единовременным испытаниям; - за организацией, качеством и своевременным проведением обучения рабочих безопасным методам и приёмам работ, инструктажей по технике безопасности с рабочими и служащими.

Необходимо организовать: испытания средств индивидуальной и коллективной защиты, подлежащих периодическим или единовременным испытаниям; проведение технического освидетельствования и испытаний грузоподъемных машин, сменных грузозахватных органов, съемных грузозахватных приспособлений и тары; техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением, и других видов оборудования, подконтрольного органам государственного надзора.

Электробезопасность

Основные непосредственные причины электротравматизма: контакт с токоведущими частями под напряжением при повреждении изоляции кабелей, проводов или электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями; контакт с металлоконструкциями в случае пробоя на корпус оборудования; шаговое напряжение.

Для предотвращения поражения электрическим током оборудование буровой должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации.

Рабочий процесс при исправных технических средствах сводит электротравматизм к минимуму.

3 Экологическая безопасность

Санитарно-защитная зона объекта

Помещение для создание бурового раствора относится к объектам 1-го класса с нормативной санитарно-защитной зоной 1000 м [19].

Защита атмосферы

Служебное помещение не производит вредных выбросов в окружающую среду. Однако буровая установка сопровождается выбросами в атмосферу углеводородами $C_1 - C_4$. Метод обезвреживания – рассеивание в атмосфере. Также источники загрязнения – выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.

Выбросы в атмосферу производятся в пределах ПДВ, установленного в проектной документации. Так как производственный процесс в нормальном состоянии герметизированный, то воздействие на атмосферу минимально.

Таблица 10 – Нормирование углеводородов [5Ошибка! Источник ссылки не найден.]

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/м ³)		Класс опасности
	максимальная разовая	среднесуточная	
Смесь предельных углеводородов $C_1 - C_5$	200,0	50,0	4
Смесь предельных углеводородов $C_6 - C_{10}$	50,0	5,0	4
Бензол	15	5	2
Ксилол	50	—	3
Толуол	50	—	3

Защита гидросферы

Воздействие на гидросферу в виде загрязнения заболоченной территории возможно при несоблюдении нормативных правил при технологическом обслуживании закачки бурового раствора. Это воздействие выражается попаданием углеводородов в заболоченную местность и вызывает нарушение экосистемы болота с требующими последующими режимами ликвидации последствий загрязнения. При нормальном режиме работы воздействие на гидросферу минимально.

Защита литосферы

Блок служебного помещения производит следующие виды отходов: мусор от бытовых помещений; мусор от уборки территорий; отходы бумаги и картона; лом черных металлов в кусковой форме незагрязненный (огнетушители).

Площадка буровой установки: шлам очистки трубопроводов и емкостей от мехпримесей; обтирочный материал, загрязненный маслами, в количестве менее 15 %.

Сбор отходов 3 и 4 класса опасности осуществляется в герметичной, механически прочной, коррозионно-устойчивой таре и передается в сервисную организацию по обращению с отходами. Остальные отходы вывозятся на полигон по сбору и утилизации промотходов. Воздействие на литосферу минимальное.

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также оценка рисков ЧС и разработка мероприятий по снижению риска ЧС. Таким образом, процесс исследования не имеет влияния негативных факторов на окружающую среду.

4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении исследований наиболее вероятной ЧС является возникновение пожара. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные причины пожара: неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, выброс углеводородов. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования; электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт

электроприборов; короткое замыкание. Необходимо скрыть электропроводку для уменьшения вероятности короткого замыкания.

В соответствии с техническим регламентом «О требованиях пожарной безопасности» требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода.

Согласно СП 3.13130.2009 для оповещения о возникновении пожара должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные извещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей.

Также помещения должны быть оснащены средствами пожаротушения, а именно огнетушителями типа ОУ-2, ОУ-5 или ОП-5.

Выводы по разделу

В разделе «Социальная ответственность» рассматривалась рабочая зона помощника бурового мастера. Исследовались вредные и опасные факторы, существующие при работе на буровой установке, в помещении для производства и хранения бурового раствора. Установлено, что рабочее место по результатам СОУТ относится к классу 2 – допустимые условия труда.

По результатам анализа вредных и опасных факторов был определен комплекс применяемых средств коллективной защиты и индивидуальной защиты, меры по контролю загазованности рабочей зоны.

При анализе влияния площадки буровой установки на окружающую среду затрагивались вопросы защиты атмосферы, гидросферы, литосферы. Было определено, что для всего предприятия необходимо обустроить санитарно-защитную зону в 1000 м. Установлено, что воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу минимально благодаря герметизированному процессу производства, не превышению нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, отлаженной системе обращения с отходами.

При анализе вероятных ЧС было определена наиболее типичная ЧС – возникновение пожара. Определены мероприятия по предотвращению типичной ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Буровой раствор – важнейший элемент технологии бурения, в значительной мере определяющий стоимость, технико-экономические показатели и качество строительства скважины. Однако главное – то, что его свойства и режимы течения являются основными управляющими факторами в процессе бурения скважин.

Промывочная жидкость давит на стенки скважины. Жидкости или газ, находящиеся в пласте, давят на стенки скважины со стороны пласта. Жидкости соприкасаются друг с другом через каналы фильтрации, пронизывающие стенки скважины, и представляют собой сообщающиеся сосуды. Если в процессе бурения давление в скважине больше пластового, будет наблюдаться уход промывочной жидкости в пласт. Так называемое поглощение. Это приводит к различного рода осложнениям в процессе бурения: снижается уровень жидкости в скважине, что может вызвать обвалы стенок. Помимо этого теряется промывочная жидкость, что приводит к дополнительным расходам; осложняется контроль за процессом промывки; загрязняются подземные воды. Если же пластовое давление больше гидростатического давления промывочной жидкости, возникает обратный процесс: водопроявление – жидкость из скважины поступает на поверхность. Что также приводит к негативным последствиям: загрязняется прилегающая к скважине территория; резко ухудшается качество промывочной жидкости, что вызывает обрушение стенок скважины. В процессе бурения давление жидкости в скважине изменяется. К гидростатическому добавляется давление, величина которого зависит от выполняемых в скважине технологических операций.

В выпускной квалификационной работе магистра.

Описаны свойства бурового раствора и его основные функции, состав и свойства бурового раствора; основные операции по подготовке и обращению бурового раствора в скважине с сохранением устойчивости стенок скважины;

Проведена классификацию буровых растворов, описание видов;

Выявлены загрязнители бурового раствора;

Рассчитан буровой промывочный раствор на примере Урманского месторождения;

Проведено сравнение трех буровых растворов по показателю ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

С целью повышения качества используемого бурового раствора необходимо понимание влияния загрязнителей на его свойства.

Полученные результаты могут быть использованы в качестве учебных материалов по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 33696-2015 (ISO 10416:2008) Растворы буровые. Лабораторные испытания
2. ГОСТ 33-2000** (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости
3. ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров
4. ГОСТ 1770-74 (ИСО 1042-83, ИСО 4788-80) Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия
5. ГОСТ ISO 2719-2013** Нефтепродукты. Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле Пенски-Мартенса
6. ГОСТ ISO 3405-2013** Нефтепродукты. Определения фракционного состава при атмосферном давлении
7. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности
8. ГОСТ 4682-84 Концентрат баритовый. Технические условия
9. ГОСТ 5066-91 (ИСО 3013-74) Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации
10. ГОСТ 6613-86 Сетки проволочные тканые с квадратными ячейками. Технические условия
11. ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия
12. ГОСТ 12329-77 Нефтепродукты и углеводородные растворители. Метод определения анилиновой точки и ароматических углеводородов
13. ГОСТ 33213-2014** (ISO 10414-1:2008) Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе
14. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) Контроль параметров буровых растворов
15. ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011) Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промышленных условиях

промысловых условиях. Растворы на водной основе

16. ISO 21457:2010. Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Materials selection and corrosion control for oil and gas production systems. International Organization for Standardization (ISO).
17. ISO 15156 (Part 1, 2, 3). Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production. International Organization for Standardization (ISO).
18. NORSOK STANDARD L-001 (1999). Piping and valves. Norway Standard.
19. Тюсенков А.С. Коррозионная стойкость стали 13ХФА / СТАЛЬ, 2016 г. – №2. – С. 53-57.
20. Галеев А.Г., Максимов Г.Л. Комплексный подход к защите промысловых трубопроводов от коррозии в ПАО «Газпром нефть» / Инженерная практика, 2015. – №11. – С 21-28.
21. Комиссаров А.А., Тихонов С.М. Разработка оптимальной композиций микролегирования трубной стали для повышения коррозионной стойкости в высокоагрессивных условиях эксплуатации / Прочность неоднородных структур - Прост, 2018. – М.: ООО «Студио принт». – 202 с.
22. ТУ 1303-019-25955489-2016 Трубы стальные электросварные нефтегазопроводные, повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости.
23. ГОСТ 3845-2017 Трубы металлические. Метод испытания внутренним гидростатическим давлением.
24. ГОСТ 1497-84 (ИСО 6892-84, СТ СЭВ 471-88) Металлы. Методы испытаний на растяжение (с Изменениями №1, 2, 3).
25. ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах (с Изменениями №1, 2).
26. EN 10045-1 Charpy impact test on metallic materials; test method (English version of DIN EN 10045 Part 1).
27. NACE Standard TM0177-2005. Стандартный метод испытания. (RUS) Лабораторные методы испытания металлов на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением в H₂S-содержащих средах.
28. NACE Standard TM0284-2003. Стандартный метод испытаний. (RUS)

Оценка сталей для трубопроводов и сосудов высокого давления на сопротивляемость водородному растрескиванию.

29. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

30. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

31. Технологический регламент «Системы промысловых трубопроводов Урманского месторождения».

32. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий «Системы промысловых трубопроводов Урманского месторождения».

33. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

34. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

35. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования.

36. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

37. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

38. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

39. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

40. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования.

41. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

42. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений.

43. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

44. ГОСТ Р 12.4.236-2011 Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования.

45. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
46. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
47. СП 51.13330.2011 Защита от шума.
48. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Классификация.
49. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.
50. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
51. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
52. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
53. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
54. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
55. ГОСТ Р 14.13-2007. Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля.
56. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
57. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
58. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 №197-ФЗ.
59. «Налоговый кодекс Российской Федерации» от 05.08.200 №117-ФЗ.
60. Willoughby, D.A., Woodson, R.D., and Sutherland, R., 2002, Plastic piping handbook; McGraw Hill.
61. Plastics Pipe Institute, 1999, Suggested temperature limits for the operation and

installation of thermoplastic piping in non-pressure applications: TN-11/99.

62. Plastics Pipe Institute, 2007, High performance PE materials for water piping applications: TN-41/2007, Municipal and Industrial Division, November.

63. Silowash, B., 2010, Piping systems manual: McGraw-Hill.

64. Обоснование и разработка технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе для бурения наклонно-направленных скважин гидромониторными долотами / Кравчук М.В. / Издание: Ухта, 2017 г., 121 стр.

65. Обоснование и разработка технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе для бурения наклонно-направленных скважин гидромониторными долотами / Кравчук М.В. / Издание: Санкт-Петербург, 2018 г., 19 стр.

66. Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов / Крапивина Т.Н., Крысин Н.И. / Издание: Инфра-Инженерия, Москва, 2018 г., 340 стр., УДК: 622.24, ISBN: 978-5-972

67. Буровые промывочные и тампонажные растворы / Мурадханов И.В., Пуля Ю.А. / Издание: СКФУ, Ставрополь, 2014 г., 106 стр., УДК: 622.244.4 (075.8) 9-0242-2

68. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин / Бочко Э.А., Коржуев А.С., Никишин В.А. / Издание: Недра, Москва, 1969 г., 152 стр., УДК: 622.248.4:622.245.3

69. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы / Токунов В.И., Хейфец И.Б. / Издание: Недра, Москва, 1973 г., 167 стр., УДК: 622.244.442

70. Управление свойствами буровых растворов / Рябченко В.И. / Издание: Недра, Москва, 1990 г., 230 стр., УДК: 622.244.442.063, ISBN: 5-247-01239-9

71. A practical handbook for drilling fluids processing / Практическое руководство по буровым растворам / Bridges S., Robinson L. / Издание: Elsevier, 2020 г., 593 стр., ISBN: 978-0-12-821341-4

72. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов / Головкин В.Н. Издание: Недра, Москва, 1971 г., 72 стр.

73. Технология буровых растворов / Дуркин В.В., Михеев М.А., Уляшева Н.М. / Издание: УГТУ, Ухта, 2019 г., 112 стр., УДК: 622.244.44 (075.8)

Список по разделу «Социальная ответственность»

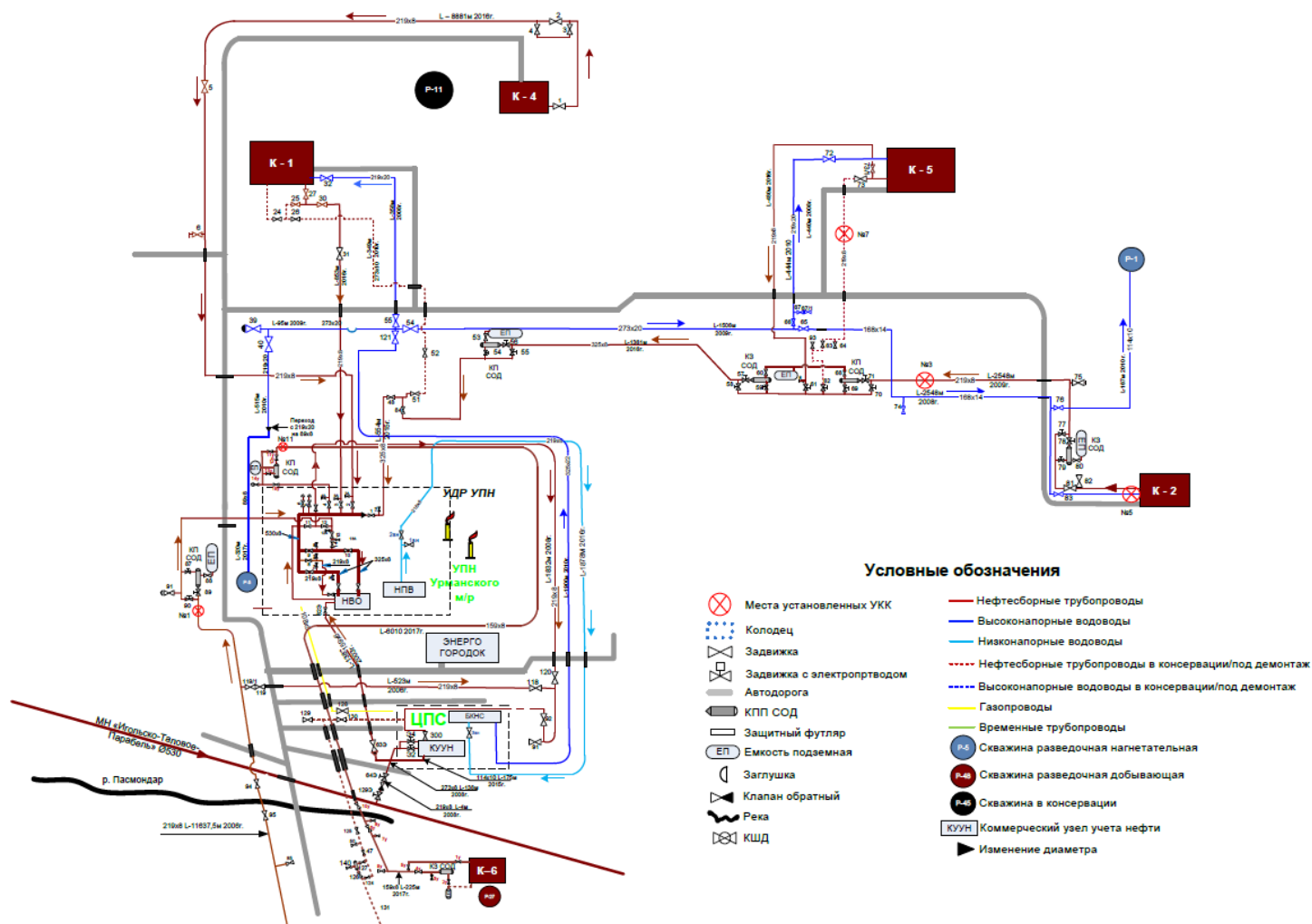
1. IS CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования.
2. 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 30 апреля 2021 года) (редакция, действующая с 1 мая 2021 года)
3. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
4. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
6. Результаты специальной оценки условий труда в ПАО «Роснефть». URL: <http://www.rosneft-aero.ru/about/rezultaty-provedeniya-spetsialnoy-otsenki-usloviy-truda/> (дата обращения 01.05.2021).
7. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
8. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
9. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание)
10. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1)
11. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования и номенклатура видов защиты
12. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – Энергоатомиздат, 1984.
13. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ (с изменениями на 30 апреля 2021 года).

15. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).
16. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).
19. О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов" (с изменениями на 25 апреля 2014 года)
20. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения
22. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ;

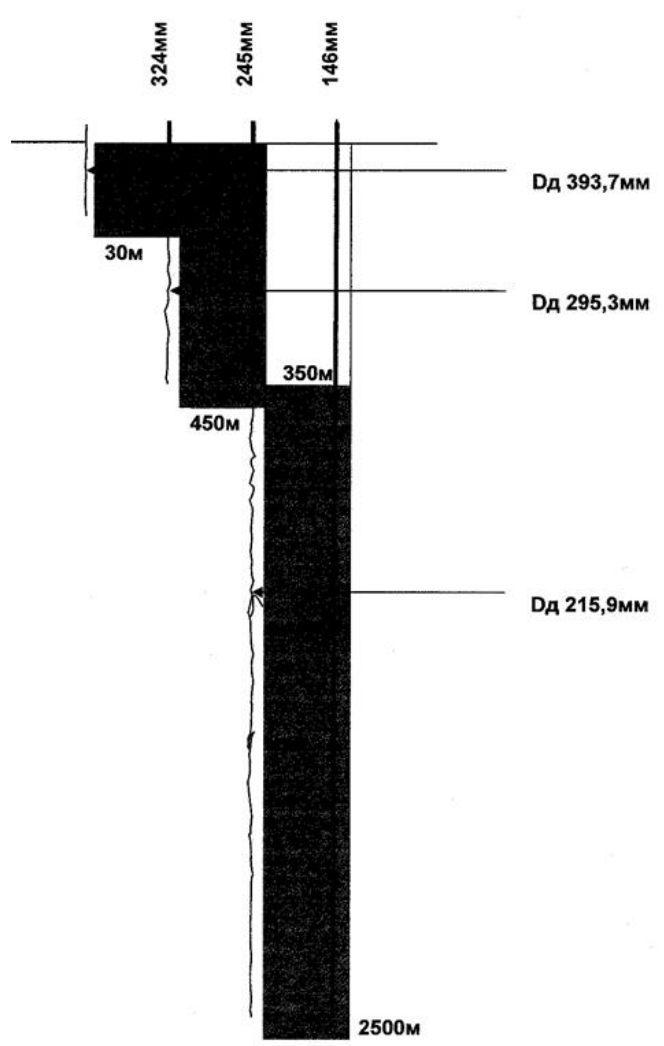
Приложение А

(обязательное)

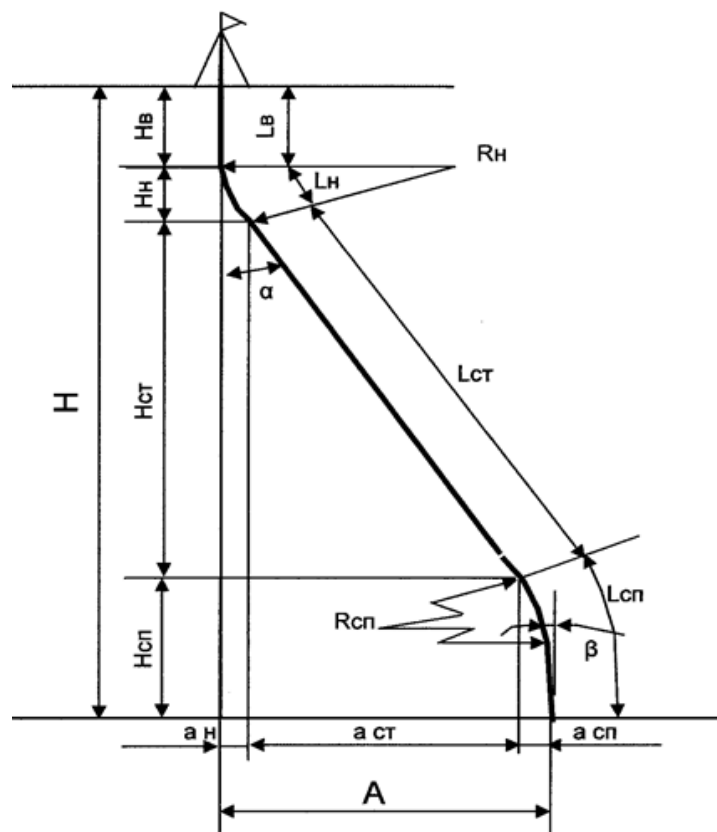
Схема Урманского месторождения



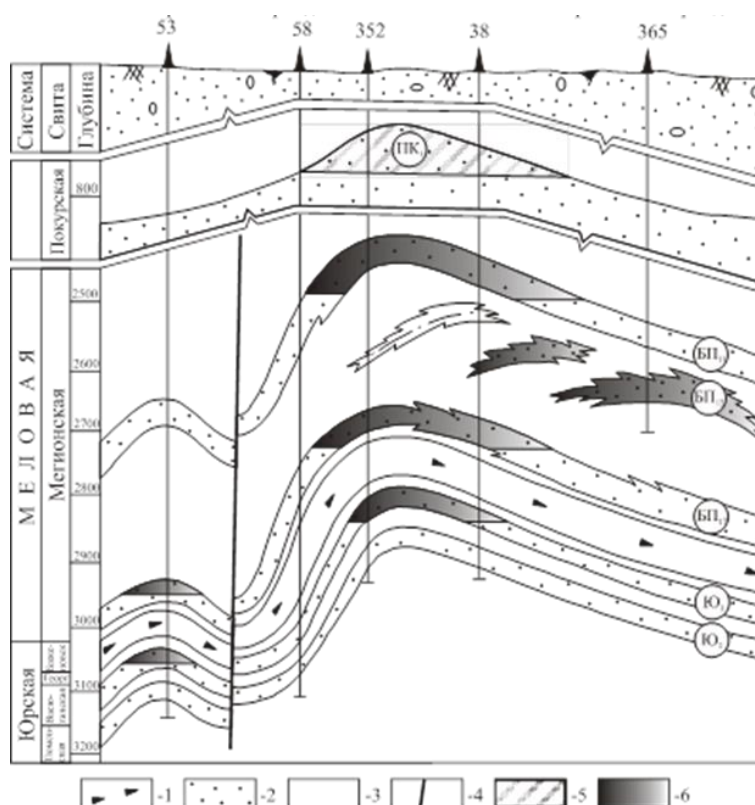
Приложение Б
(обязательное)



Конструкция проектной скважины (по вертикали)



Проектный профиль скважин



Геологический разрез Урманского месторождения:

1 – битуминозные аргиллиты, 2 – преимущественно песчаники, 3 – преимущественно глины, 4 – тектоническое нарушение; залежи: 5 – газовые, 6 – нефтяные

Приложение В
(справочное)

Classification of drilling fluids

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Гузеев Д.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		

Консультант-лингвист ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Н.Ю	к.п.н		

Introduction

Drilling practice uses drilling fluids of five main types: water, water solutions, water dispersed systems, hydrocarbon dispersed systems, compressed air. The most diverse are water dispersed systems, which can be based on a variety of substances:

- extracted solid phase (clay, chalk, and a combination of these substances);
- liquid dispersed phase (emulsion);
- condensed solid phase;
- drilled rock (natural washing liquids).

In rare cases, hydrocarbon liquids (oil or diesel) are used to clean wells.

Dispersed systems containing a solid phase are divided into systems:

- increased solid phase content (more than 20%);
- normal solid phase content (less than 20%);
- low solid phase content (up to 7%).

If the drilling mud is saturated with air, it will pass into the category of aerated solutions. In water and water-based solutions, air can act both as a dispersed phase and as a dispersion medium. If the air is a dispersion medium, then the washing agent belongs to the category of foams.

In accordance with their purpose drilling fluids are divided into two main groups:

- liquids used in normal drilling conditions (water, water solutions, ordinary clay solutions);
- liquids used in difficult drilling conditions (lignite alkaline solution, lime-bituminous solution, lightweight and polymer solutions, bentonides).

Natural drilling fluids include an aqueous suspension, which is formed in the well as a result of the dispersion of the rock sludge, which is drilled with the participation of water. The main advantage of this solution is its cost-effectiveness. The quality of this type of mortar depends on the composition of the clay to be drilled, the drilling method, and the type of tool. Such solutions are used in cases

where a high-quality washing agent is not required.

Mineral drilling fluids

Mineral drilling fluids are obtained by mixing bentonite and other clay rocks with water. The resulting suspension consists of microscopic plates of solid matter suspended in an aqueous medium. If the pressure level of the fluid column inside the well is greater than the pressure level in the fluid ground of the permeable formation, the drilling fluid will seep through the ground. As a result of this process, a clay crust (membrane) will be formed, which will ensure the safety of the well walls.

Polymer drilling fluids

Polymer drilling fluids are produced by mixing chemical products (polymers) with water. This type of mortar is actively used in the construction of bored piles, because they do not require complex processing before reuse and involve minimal disposal costs. Polymers consist of long molecules of hydrocarbons that are in contact with each other in such a way that they stabilize the state of the well. Such a solution, like a mineral one, having a high degree of permeability, fills the pores in the soil and forms a clay crust. The polymer solution constantly flows into the ground, which involves the gradual addition of the solution to the well.

Mixed drilling fluids

In the practice of drilling, most often there are soils in which layers of loose soil and mudstone rocks alternate. For work with such soils, it is recommended to use mixed solutions. The washing agent of the mixed type is a mixture of bentonite and polymer solutions. The ratio of the proportions is adjusted according to the type of soil and the characteristics of the well. The mixed washing agent works well with the following types of soils: sand, gravel, limestone, large pebbles, viscous plastic clay.

The main advantages of mixed drilling fluids include safety for humans and the environment, the possibility of repeated use and the absence of the need for burial. Such a solution can be prepared directly in the well. The density of such a washing agent is equal to the density of water, and therefore, the drilling process does

not meet with additional difficulties. The sludge settles to the bottom of the well and does not require settling. After the drilling process is completed, the drilling rig does not take part in the subsequent concreting work, which speeds up, facilitates and reduces the cost of the process.

Industrial water

Industrial water is the cheapest and most affordable washing liquid. It has a low viscosity and is easily pumped. Industrial water cools the bit better than other drilling fluids and cleans the sludge from the bottom. The disadvantages of such an agent include the inability to retain the particles of the drilled rock and form a protective crust on the walls of the well. In addition, industrial water impairs the permeability of oil and gas reservoirs, causes swelling of clay layers and is actively absorbed by low-pressure reservoirs.

Clay and non-clay drilling fluids

Clay solutions are actively used in the drilling process. Three groups of clay minerals are of the greatest importance for drilling: bentonite, kaolin, and hydrosilicic. Bentonite materials have excellent qualities in terms of preparation. So, from one ton of bentonite clay, 15 cubic meters of high-quality drilling mud are obtained. For comparison, from one ton of clay of average quality, only up to 8 cubic meters of washing agent are obtained.

Clay solutions form a good dense protective crust on the walls of the well, which prevents filtrates from penetrating into the soil layers. The level of density and viscosity of such solutions allows you to prevent the sludge from settling on the face during breaks in washing. Weighted clay solutions exert back pressure on the formations, thereby preventing the penetration of reservoir water, oil and gas into the well, as well as solving the problem of gushing during drilling.

In the practice of drilling, other types of washing solutions are also used:

- low-clay solutions (designed for drilling the upper layer of fractured rocks);

- salt-saturated solutions (designed for drilling salt-bearing rocks);
- inhibited solutions (designed to prevent swelling of the drilled rock and excessive enrichment of the solution with the solid phase).

Non-clay solutions are drilling fluids that are prepared on a water-based basis and contain a condensed solid phase. The dispersed phase of the solution is formed as a result of the interaction of magnesium ions and alkali. Such a solution retains its structural and mechanical properties well, so it is used to maintain a high level of stability of the well walls.

Biopolymer solutions are another type of non-clay drilling fluids. Such washing agents are obtained by exposing certain bacterial strains to polysaccharides. The advantages of such liquids include ease of adjustment of properties, as well as thermal stability. Biopolymers are not often used in drilling practice due to the high cost.

Hydrocarbon-based drilling fluids

Hydrocarbon-based drilling fluids are multicomponent systems consisting of a dispersion and a dispersed phase. The dispersion phase is oil or petroleum products, and the dispersion phase is represented by bitumen, asphalt or specially treated clay.

This type of solution does not spoil the collectors, has lubricating properties, and also helps to reduce the wear of bits and drill pipes. Disadvantages include high cost, easy flammability, and difficulty in removing from equipment.

Emulsion drilling fluids

Emulsion drilling fluids are multi-component systems consisting of a dispersion and a dispersed phase. The dispersion phase is an emulsion of the "water in oil" type, and the dispersion phase is represented by clay. The emulsion consists of 70% oil and 30% water. The water content can be increased to 80% if special emulsifiers are added to it. This type of solution is used when drilling clay and salt-containing rocks. They demonstrate excellent lubricating properties and prevent tool sticking.

Aerated drilling fluids

Aerated drilling fluids are a mixture of air bubbles and washing liquid (water, oil emulsion, etc.) in a ratio of 30:1. Special stabilizing reagents (foaming agents and surfactants) are added to aerated solutions.

This type of solution has the same properties as the liquids from which they are made. This type of drilling mud is used for work in difficult conditions: in case of increased liquid uptake and opening of productive soil layers with low pressure.



Figure 1 - Device for aerated drilling fluids

Scope of application: they are used for the collection and regeneration of spent drilling mud, preparation of new portions and injection of drilling mud into the well.

Specifications: Standard production systems from 100 to 600 m³ / h of regenerated drilling mud per hour.

Description and configuration: The system is a block-modular compact design, made by a single skid on a common frame base.



Figure 2 - Device for aerated drilling fluids

The system consists of several technological blocks, in which the following operations are performed sequentially:

- collection of spent drilling mud

- cleaning of drilling mud from drilled rock
- degassing of drilling mud (optional)
- preparation of drilling mud of the required quantitative and qualitative composition
- storage of a given portion of drilling mud
- chemical treatment of drilling mud
- metered supply of specified volumes of prepared drilling mud to the well
- sludge dewatering
- dewatered sludge removal



Figure 3 - Preparation of aerated drilling mud

Depending on the requirements for drilling mud processing, the circulation system may include a different set of process equipment:



Figure 4 - Preparation of aerated drilling mud

- Pumps for the transportation of drilling mud
- Cyclone separators
- Vibrating screen
- Mixers
- Sand Separators

- Silt Separators
- Degassers
- Centrifuges, etc.
- Capacitive equipment
- Pipeline strapping with shut-off and control valves
- Dosing systems
- Septic tanks
- Agitators
- Screw conveyors

The circulation system is calculated individually, for each customer, according to the requirements for the quantitative and qualitative composition of the drilling mud. During the design process, at the stage of 3D modeling, the most optimal layout of the installation is determined. The main criterion for the layout of systems is the maximum compactness, the highest performance with the minimum occupied area.



Figure 5 - Preparation of aerated drilling mud

Drilling mud cleaning: Depending on the cleaning requirements, the system includes several stages of cleaning the regenerated drilling mud, providing the desired result. The standard technology provides for three-stage cleaning of drilling mud. At the first stage, rough cleaning of the drilling mud coming from the well takes place with the help of vibrating screens and settling tanks. At this stage, large pieces of rock, stones, and sand are removed from the solution. The clarified drilling mud from the sump is fed by a slurry pump to the degasser, after which it enters the sand separator, in which the second stage of cleaning from small hard-to-settle rock

particles takes place. Then the solution enters the third stage of purification in the silt separator, where very small rock particles, up to 0.025 mm in size, are released. The rock sludge (sand + clay + silt) isolated at different stages of the solution purification is fed to the collector, from where it is fed to the centrifuge for dewatering. The solution purified at the third stage enters the receiving tanks or a mixer for adding reagents, after which it is sent to the collection of the finished solution, from which it is pumped into the well by drilling pumps. The dewatered drilling mud, consisting of rock particles, is discharged from the installation. The purified drilling fluid extracted in the centrifuge enters the purified solution collector.